

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Харківська національна академія міського господарства

В.С.СІДАК

**ІННОВАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ В ДІАГНОСТИЦІ
ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИСТЕМ
ГАЗОПОСТАЧАННЯ**

Рекомендовано
Міністерством освіти і науки України
як навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів

Харків – ХНАМГ – 2005

В.С.Сідак. Інноваційні технології в діагностиці та експлуатації систем газопостачання: Навч. посібник. – Харків: ХНАМГ, 2005. – 227 с.

Гриф надано МОН України, рішення № 14/18.2-2497

Рецензенти:

- О.Ф. Редько – професор, доктор технічних наук, завідувач кафедри ТГВ та ТВЕР Харківського державного університету архітектури і будівництва;
- В.Ф.Губарь – професор, доктор технічних наук, завідувач кафедри теплогазопостачання і вентиляції Донбаської національної академії будівництва і архітектури, м. Макіївка;
- А.А.Худенко – професор, доктор технічних наук, Київський національний університет будівництва і архітектури

У навчальному посібнику викладено основні відомості про газові мережі із сталевих і поліетиленових труб їх будову, причини відмов газових систем, про прилади для знаходження витоків газу, методи діагностики газопроводів.

Призначений для студентів вищих навчальних закладів, а також буде корисний для працівників підприємств з газопостачання та газифікації.

Рис. – 74, Табл. – 26, Бібл. – 29 назв.

Зміст

Вступ.....	9
РОЗДІЛ 1. ГАЗОВІ МЕРЕЖІ ТА ЇХ БУДОВА	11
1.1. Горючі гази та їх властивості.....	11
1.1.1. Основні властивості газів.....	11
1.1.2. Види і склад природних газів.....	16
1.1.3. Спалахування і горіння газу.....	20
1.2. Газові мережі із сталевих труб.....	24
1.2.1. Загальні відомості про газові мережі й газопроводи.....	24
1.2.2. Сталеві труби газопроводу й з'єднувальні деталі до них.....	32
1.2.3. Газова арматура.....	37
1.3. Ізоляційні й захисні матеріали.....	51
1.3.1. Прокладочні, ущільнювальні й лакофарбові матеріали.....	51
1.3.2. Ізоляційні матеріали.....	55
1.3.3. Сучасні ізоляційні матеріали.....	57
1.4. Поліетиленові труби і з'єднувальні деталі до них.....	68
1.4.1. Загальні відомості про полімери.....	68
1.4.2. Виробництво поліетилену.....	72
1.4.3. Основні властивості полімерів, що застосовуються для виготовлення труб і деталей.....	76

1.4.4.	Технологія виготовлення поліетиленових труб.....	84
1.4.5.	Переваги поліетиленових труб перед стальними.....	88
1.4.6.	Технічні дані й сортамент поліетиленових труб.....	90
1.4.7.	З'єднувальні деталі (фітинги) поліетиленових труб.....	92
1.5.	Зберігання та транспортування поліетиленових труб.....	97
1.5.1.	Зберігання поліетиленових труб.....	97
1.5.2.	Транспортування поліетиленових труб...	100

РОЗДІЛ 2. СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ ТА ЇХ ТЕХНІЧНИЙ СТАН..... 103

2.1.	Залежність відмов систем газопостачання від терміну експлуатації.....	103
2.1.1.	Динаміка відмов систем газопостачання в різні періоди.....	103
2.1.2.	Відмова систем газопостачання через пошкодження.....	107
2.1.3.	Інтенсивні відмови газових мереж і їх залежність від терміну експлуатації газопроводів.....	112
2.1.4.	Особливості розповсюдження газу в ґрунті при витоках на підземних газопроводах.....	115
2.1.5.	Вплив витоків газу на ґрунт і оточуюче середовище.....	123

2.1.6. Фактори зниження відмов систем газопостачання.....	127
2.2. Діагностика технічного стану систем газопостачання.....	132
2.2.1. Показники оцінювання технічного стану газопроводів.....	132
2.2.2. Прилади для діагностики газопроводів...	134
2.2.3. Підготовчі роботи й методи технічного обстеження газопроводів.....	151
2.2.4. Критерії оцінювання технічного стану газопроводів.....	166
2.2.5. Особливості обстеження і діагностики газопроводів-вводів.....	180
2.2.6. Планування і організація робіт з ремонту газопроводів та їхніх споруд.....	187
Список літератури.....	197

ДОДАТКИ

Додаток А.	Горючі гази та їх властивості.....	200
Додаток Б.	Газові мережі із сталевих труб.....	201
Додаток В.	Ізоляційні й захисні матеріали.....	204
Додаток Г.	Поліетиленові труби й з'єднувальні частини до них.....	206
Додаток Д.	Нанесення на схему виявлених недоліків.....	210
Додаток Е.	Робочий аркуш маршруту.....	211
Додаток Є.	Акт шурфового обстеження підземних газопроводів.....	212
Додаток Ж.	Відомість результатів 10 хв. вимірювань різниці потенціалів і щільності струму на газопроводі.....	217
Додаток И.	Протокол перевірки зварювальних стиків радіографічним методом.....	218
Додаток К.	Таблиця визначення технічного стану підземного і надземного розподільчого газопроводу.....	219
Додаток Л.	Акт перевірки технічного стану газопроводу.....	220
Додаток М.	Паспорт технічного стану газопроводу.....	222
Додаток Н.	Таблиця визначення технічного стану газопроводу-вводу.....	224
Додаток П.	Зразок бланка перевірки стану газопроводу- вводу.....	225

Від автора

В Україні накопичено достатній досвід з експлуатації та ремонту газопроводів, але до цього часу немає узагальненої, довідникової літератури із застосування світових технологій щодо даного питання.

У зв'язку з цим автор поставив перед собою мету узагальнити сучасні погляди на актуальні питання в галузі застосування передових енергозберігаючих технологій з ремонту та експлуатації систем газопостачання в навчальному посібнику “Інноваційні технології в діагностиці та експлуатації систем газопостачання”.

Посібник складається з двох розділів, об'єднаних єдиною ідеєю.

У першому розділі розкриті основні поняття про природний газ та його властивості, про принципи влаштування газових мереж із сталевих та поліетиленових труб, про сучасні ізоляційні й захисні матеріали.

Другий розділ присвячено питанням експлуатації газових систем та новим розробкам в області діагностування технічного стану систем газопостачання.

Додатки містять корисний довідковий та інформаційний матеріал в галузі газопостачання.

Автор не претендує на повноту викладання матеріалу, оскільки обмежений обсяг посібника не дозволяє широко розглянути порушені питання.

Крім того, завершується робота з підготовки до друку другої частини посібника, яка присвячена застосуванню нових технологій при ремонті газопроводів, де розглядаються актуальні питання санації сталевих газопроводів із застосуванням полімерних матеріалів та будівництво газопроводів з поліетилену. Велика увага

також приділяється питанням технічного діагностування стану внутрішньої поверхні труби, обладнанню, що застосовується при будівництві й ремонті, технології зварювання, врізки та гідравлічному розрахунку поліетиленових газопроводів.

Значну увагу приділено проблемам підвищення надійності газопостачання, безпеки та енергозбереження у галузі.

Автор висловлює щирю подяку за підтримку та сприяння в підготовці й виданні посібника: ректорові Харківської національної академії міського господарства, професору, д.т.н. Шутенку Л.М., голові правління ВАТ “Харківміськгаз” Дудоладу О.С.; завідувачу кафедри теплогазопостачання і вентиляції Харківської національної академії міського господарства професору, д.т.н. Капцову І.І., директору ТОВ “Техекс” Усатенку Д.В. Велика вдячність за рецензування рукопису і цінні критичні зауваження: завідувачу кафедри теплогазопостачання і вентиляції та теплових вторинних енергетичних ресурсів Харківського державного університету будівництва та архітектури, професору, д.т.н. Редько О.Ф.; завідувачу кафедри теплогазопостачання Донбаської національної академії будівництва та архітектури, професору, д.т.н. Губарю В.Ф.; завідувачу кафедри теплогазопостачання Київського інженерно-будівельного інституту, професору, д.т.н. Худенку А.А.

Автор висловлює також подяку групі співробітників ВАТ “Харківміськгаз” за сприяння у створенні посібника: Ступакову А.М., Пелькіній Л.М. за підбір матеріалу з діагностування технічного стану систем газопостачання; Назарець З.О. за підбір додаткової інформації, коректування та переклад на українську мову; Слатовій О.М. за допомогу в організації випуску посібника; групу ГІС під керівництвом Дзешульського Є.С. за дизайн та комп’ютерну обробку матеріалу.

ВСТУП

Перед паливно-енергетичним комплексом України постають складні завдання, насамперед щодо значного підвищення продуктивності праці.

Висока продуктивність праці відчутно впливає на ефективність, безперервне та безпечне забезпечення населення України паливними ресурсами, в тому числі газом. Це завдання можна вирішити завдяки впровадженню інноваційних технологій на основі використання досягнень науки й техніки.

Сучасні системи газопостачання природним газом міст, областей, селищ і промислових підприємств являють собою складний взаємозалежний комплекс газопроводів різних тисків, газорозподільних станцій, проміжних регуляторних пунктів, газорозподільних пунктів і установок, устаткування газових мереж, систем очищення та одоризації газу, систем зв'язку і приладів обліку споживання природного газу.

На підприємствах з газопостачання та газифікації населених пунктів переважно зайняті інженерно-технічні працівники, які займаються експлуатацією систем газопостачання. Від надійності роботи газових мереж залежать безпека жителів і стабільна робота підприємств різних галузей промисловості, а забезпечення безперебійного постачання газу споживачам пов'язане з професіоналізмом фахівців, працюючих на даному підприємстві. Впровадження у газову промисловість нової техніки, технологій та обладнання потребує високої кваліфікації спеціалістів, здатних засвоїти і згодом використати набуті знання на практиці. Вищі навчальні заклади – основна школа формування високого професіоналізму, сучасного економічного мислення, вміння працювати майбутніх фахівців у нових умовах.

У зв'язку з цим здебільшого виникає питання “ як навчати”, “чому навчати”, а саме “як навчати результативно і як за відведений (часто короткий) час зробити процес навчання насиченим, змістовним, результативним ? Які треба застосовувати методи й технології навчання для передачі знань? Які навчальні посібники використовувати? Останніх, на жаль, в Україні не так багато, особливо якщо це стосується систем газопостачання та газифікації.

Аналіз ситуації, що склалася, і особистий досвід автора сприяли створенню науково обґрунтованого й змістовного посібника.

Цей посібник незвичний як за структурою, так і за змістом. Він складається з двох відносно самостійних і водночас тісно пов'язаних частин (розділів): у першій частині розкриті основні поняття про газ та його властивості; газові мережі із сталевих та поліетиленових труб; ізоляційні й захисні матеріали, в тому числі сучасні. Друга частина спрямована на засвоєння студентами фундаментальних понять з експлуатації газових мереж; їх діагностики. У ній досконально розкриті й викладені питання відмов систем газопостачання, особливості розповсюдження газу в ґрунті та його вплив на оточуюче середовище, методи оцінювання стану газопроводів та ін.

Саме таке поєднання двох важливих компонентів дає змогу свідомо і на творчому рівні засвоїти основні поняття, пов'язані з будовою газових мереж, їх діагностикою та подальшою експлуатацією. При розкритті основних питань у розгорнутому вигляді в посібнику подано матеріал, який раніше не був відображений у вітчизняній літературі. Все це сприятливо впливає на формування знань, умінь і навичок майбутнього фахівця газового господарства.

РОЗДІЛ 1. ГАЗОВІ МЕРЕЖІ ТА ЇХ БУДОВА

1.1. Горючі гази та їх властивості

1.1.1. Основні властивості газів

Газ є одним з чотирьох агрегатних станів будь-якої речовини в природі за певних умов: твердого, рідкого, газоподібного і плазми.

Твердий, рідкий і газоподібний стани речовини характеризуються цілісністю атомів та молекул, різним ступенем ущільнення молекул усередині обсягу даної речовини, причому в газоподібному стані вона найменша. Завдяки великій відстані між молекулами речовина в газоподібному стані може легко приймати форму посудини, в яку вона вміщена. Плазма – четвертий стан речовини, що існує при високій температурі і характеризується розпадом атомів на окремі, не зв'язані одна з одною елементарні частки – протони й електрони, від чого плазма стає електропровідною.

Газ – агрегатний стан речовини, в якому всі її частки (атоми, молекули) слабо взаємодіють між собою і, рухаючись, заповнюють весь наданий їм об'єм посудини.

Горючі гази підрозділяються на *природні й штучні*.

До природних газів відноситься газ, що добувається з газових родовищ.

Природний газ в основному має геологічне походження, а в результаті розкладання бактеріального, рослинного, тваринного і органічного світу – біологічне.

Штучні гази одержують на газових заводах шляхом переробки твердого й рідкого палива (коксовий, генераторний, газ підземного походження і гази переробки нафти).

Стан газу характеризується такими основними фізичними властивостями: тиском, питомою теплотою згоряння, температурою, об'ємом і щільністю.

Тиск – це сила, з якою речовина давить на одиницю плоскої поверхні. Найчастіше за одиницю тиску приймають силу в 1 Н, що діє на площу в 1 м² (Па).

Тиск, створений атмосферним повітрям, називається *атмосферним тиском*.

Абсолютний тиск – це тиск, який відраховують від абсолютного нуля. Він вимірюється в абсолютних атмосферах (атм) і дорівнює сумі атмосферного і надлишкового тиску:

$$P_{\text{абс}} = P_{\text{атм}} + P_{\text{над}}. \quad (1)$$

Надлишковий тиск – це тиск, що перевищує атмосферний на різницю між абсолютним і атмосферним тиском:

$$P_{\text{над}} = P_{\text{абс}} - P_{\text{атм}}. \quad (2)$$

Вищеназвана одиниця тиску 1Н дуже мала, тому застосовують укрупненні одиниці тиску: декапаскаль (дПа), кілопаскаль (кПа), мегапаскаль (МПа). Крім цього тиск вимірюють в кгс/см², в атмосферах надлишкових (атн), або в міліметрах стовпа рідини (міліметрах ртутного стовпа – мм рт.ст.; міліметрах водяного стовпа – мм вод.ст.)

Надлишковий тиск вимірюють манометрами, тому він іноді називається манометричним тиском.

Найбільш розповсюдженими є кулеподібні пружинні технічні манометри. Такими приладами вимірюють високий і середній тиск в кгс/см² (ат).

Низький надлишковий тиск вимірюють в міліметрах стовпа рідини U-подібними рідинними манометрами із скляною трубкою, яка заповнена водою або ртуттю.

Теплота згоряння Q – це кількість теплоти, що виділяється при повному згорянні 1 м^3 газу. Розрізняють вищу Q_v і нижню Q_n теплоту згоряння. Вищу теплоту згоряння визначають з урахуванням утворення води при згорянні водню, нижню – з урахуванням утворення при його згорянні водяної пари. На основі теплоти згоряння газу визначають потребу в газоподібному паливі і оцінюють КПД газовикористовуючих установок.

Жаропродуктивність t_{\max} – максимальна температура, що розвивається при повному згоранні газу в умовах, коли виділюване тепло повністю витрачається на нагрівання виникаючих продуктів згоряння. Від жаропродуктивності газу залежить ефективність його застосування в техніці, особливо у високотемпературних процесах. На основі жаропродуктивності й температури продуктів згоряння оцінюють втрати тепла з газами, що уходять, і ресурси вторинного тепла.

Вищу теплоту згоряння газоподібного палива можна підрахувати на основі теплоти згоряння його компонентів і складу газу:

$$Q_v = 128H_2 + 126CO + 398CH_4 + 700C_2H_6 + 1000C_3H_8 + 1300C_4H_{10} + \\ + 1700C_5H_{12} + 630C_2H_4 + 9 \\ 20C_3H_6 + 1220C_4H_8 + 580C_2H_2 + 250H_2S. \quad (3)$$

Нижню теплоту згоряння природних і нафтопромислових газів визначають за формулою

$$Q_n = 35800 + 300C_2H_6 + 500C_3H_8 + 800C_4H_{10} + 1000C_5H_{12} - \\ - 360(CO_2 + N_2 + O_2) - 100H_2S, \quad (4)$$

де 35800 – теплота згоряння природного газу, що складається тільки з метану; 300, 500, 800 і 1000 – підвищення теплоти згоряння (округлено) внаслідок заміщення 1% метану в газі відповідно етаном, пропаном, бутаном або пентаном та вищими вуглеводами; 360 – зниження теплоти згоряння газу внаслідок вмісту в ньому 1%

(CO₂+N₂+O₂); 100 - зниження теплоти згоряння внаслідок заміщення 1% CH₄ в газі сірководнем (вищі алкани сумуються з C₅H₁₂).

Об'єм і щільність.

Об'єм речовини – це тривимірний геометричний простір, який при температурі (273,16 К (0°C) і тиску 101 325 Па (760 мм рт.ст.) займає речовина. Об'єм (V) вимірюють в м³, літрах (л), мілілітрах (мл). Об'єм газу вимірюють в м³.

Питомий об'єм – це об'єм одиниці маси речовини. Питомий об'єм (v) вимірюють в м³/кг, л/г, мл/мг – одиницями, отриманими з відношення

$$v = \frac{V}{m}, \quad (5)$$

де m – маса у стані спокою речовини, вимірюється в кг, г, мг.

Для газоподібних речовин важливо розрізняти дійсний об'єм від об'єму при нормальних та стандартних умовах. Стандартними умовами відповідно до ДСТ 2939-63 вважаються такі, при яких температура дорівнює 273,16 К (0 °С), тиск – 101 325 Па (760 мм рт.ст.), вологість – 0.

При нормальних умовах за одиницю об'єму приймають нормальний кубічний метр (н.м³), а при стандартних умовах – стандартний кубічний метр (ст.м³).

Нормальними умовами для з'ясування об'єму газу прийнято вважати температуру 273,16 К (0° С) і тиск 101 325 Па (760 мм рт.ст.) при нульовій вологості.

Для перерахування об'єму газу на нормальні або стандартні умови застосовують такі формули:

на нормальні умови

$$V_n = V_t \frac{273,16_{pt}}{p(273,16 + t)}; \quad (6)$$

на стандартні умови

$$V_{\text{ст}} = V_t \frac{p_t (273,16 + 20)}{p_0 (273,16 + t)}; \quad (7)$$

де $V_{\text{н}}$ – об’єм газу при нормальних умовах, м^3 ;

$V_{\text{ст}}$ – об’єм газу при стандартних умовах, м^3 ;

V_t – об’єм газу при реальних умовах, м^3 ;

p_t – тиск газу при реальних умовах, Па;

p – тиск при нормальних і стандартних умовах (101 325 Па);

273,16 К – температура при нормальних умовах;

t – температура газу.

Щільністю або об’ємною масою речовини називається маса речовини в одиниці об’єму.

Щільність позначається літерою (ζ) і чисельно дорівнює відношенню маси речовини (m) до її об’єму (V):

$$\zeta = \frac{m}{V}. \quad (8)$$

Відповідно до міжнародної системи одиниць вимірювання СІ основною одиницею вимірювання щільності речовини є $\text{кг}/\text{м}^3$ (для рідини - $\text{кг}/\text{л}$); щільність речовини – величина, зворотна питомому об’єму ($\text{кг}/\text{м}^3$).

Щільність сухих горючих газів і сухого повітря при нормальних умовах у $\text{кг}/\text{м}^3$:

природні гази – 0,72-0,76,

зріджені гази – 1,9-2,8,

метан – 0,7188,

пропан – 2,0037,

бутан – 2,7000,

повітря – 1,2930.

Щільність рідини при температурі 0°C в $\text{кг}/\text{л}$:

зріджені гази – 0,5-0,6,

пропан – 0,5011,

бутан – 0,5820,

вода чиста – 1,0.

Крім основних фізичних властивостей – тиску, питомої теплоти згоряння, об'єму і щільності, стан газу характеризують також вологістю.

Вологість газу – це кількість водяного пару, яку містить у собі газ.

Об'ємна вологість газу являє масу (вагу) водяної пари в одиниці об'єму газу в г/см^3 .

Відносна вологість газу – це відношення ваги водяного пару, що знаходиться в газі, до ваги насиченого пару (який міг би знаходитися в даному об'ємі при тій же температурі), виражене у відсотках або частках.

Велика вологість природного газу негативно впливає на умови транспортування і регулювання тиску в газорегуляторних пунктах і установках – велика конденсація водяної пари може утворювати крижані й гідратні пробки.

1.1.2. Види і склад природних газів

Горючі гази підлягають класифікації за хімічним складом і способом видобутку.

За хімічним складом вони поділяються на наступні види:

- 1) елементарні горючі гази (водень H_2);
- 2) індивідуальні неорганічні горючі газові з'єднання (окис вуглецю (CO), сірководень (H_2S));
- 3) індивідуальні легкі граничні вуглеводи (метан (CH_4), етан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10})) і неграничні (етилен (C_2H_4), пропілен (C_3H_6), бутилен (C_4H_8));
- 4) суміші горючих і негорючих газів.

За способом видобутку і виробництва пальні гази поділяються на такі види:

- 1) штучні гази;
- 2) промислові гази;

- 3) природні гази;
- 4) супутні нафтові гази;
- 5) зріджені вуглеводні гази.

До хімічного складу горючих газів входять різні горючі й негорючі газоподібні компоненти, а також шкідливі речовини.

Газ не повинен містити велику кількість шкідливих домішок.

Основними вимогами, що ставляться до газів комунально-побутового споживання, є:

- вміст сірководню (H_2S) у газі не більше 2 г на 100 м^3 ;
- вміст кисню (O_2) не більше 1 об'ємного відсотку;
- вологонасиченість газу в міській, селищній газовій мережі має бути не більше максимального насичення газу при температурі від -20°C до $+35^\circ \text{C}$.

Елементарний горючий газ водень (H_2) – нетоксичний газ без кольору, смаку і запаху; маса 1 м^3 дорівнює 0,09 кг; в 14,5 разів легший за повітря.

Індивідуальні неорганічні газові з'єднання: окис вуглецю CO (газ без запаху, смаку і кольору, маса 1 м^3 складає 1,25 кг); сірководень H_2S – без кольору із сильним запахом (тухлих яєць), дуже токсичний, маса 1 м^3 дорівнює 1,54 кг.

Індивідуальні легкі граничні вуглеводи: метан CH_4 – газ без кольору, запаху і смаку, нетоксичний, маса 1 м^3 дорівнює 0,717 кг; етан C_2H_6 – без кольору, запаху та смаку, нетоксичний; пропан (C_3H_8); бутан (C_4H_{10}).

Штучними горючими газами називаються гази, одержувані способом переробки різних видів палива (твердого чи рідкого) і деяких негорючих матеріалів.

Промисловими горючими газами називаються гази, утилізовані в процесі промислового виробництва інших виробів (коксу, чавуну, нафтопродуктів).

Природними газами називаються горючі гази, що видобуваються з надр землі. У природних родовищах переважає метан CH_4 (80-98%). Баластом у сухому природному газі є азот і вуглекислота. До складу природних газів можуть входити сіркові з'єднання.

Супутніми (супровідними) нафтовими газами називаються горючі гази, що залягають у надрах землі в районах нафтових родовищ, супроводжують видобуток нафти на нафтових промислах і потім відокремлюються від нафти. У них міститься значна кількість більш важких, ніж метан, вуглеводнів.

Зрідженими вуглеводневими газами називаються суміші вуглеводнів: пропану, пропилена, бутану, бутилену і невеликих кількостей етану, етилену, пентану й амілену. При нормальних умовах стан газоподібний, а при знижених температурах і підвищених тисках він обертається на рідину.

Сировиною для одержання зріджених вуглеводневих газів в основному є супутні гази нафтовидобутку і нафтопереробки, а також природні гази зі значним вмістом пропану і бутану (“жирні” гази).

У сумішах горючих газів, залежно від джерел їх одержання, можуть бути присутніми у невеликих кількостях і вуглеводні: парафін-пентан (C_5H_{12}), олефін-амілен (C_5H_{10}), нафтен-циклопентан (C_5H_{10}), діолефін-ізопрен (C_5H_8), ароматичний вуглеводень бензол (C_6H_6), а також більш важкі вуглеводні.

Граничні вуглеводні при звичайних умовах володіють великою хімічною інертністю, а неграничні вуглеводні (особливо діолефіни) є менш стійкими, легко полімеризуються і окислюються навіть таким слабким окислювачем, як кисень повітря. Усі вуглеводні є горючими речовинами, тому що є з'єднаннями двох горючих елементів – вуглецю і водню.

Граничні вуглеводні, особливо метан, мають у своєму складі менше вуглецю, ніж неграничні, особливо діолефіни, що визначає характер хімічної реакції горіння і колір полум'я.

До *зовнішніх властивостей* їх відносяться: колір, запах, смак, токсичність, яка наркотично впливає на людину. При нормальних умовах легкі вуглеводні не мають запаху, отже, природний газ також не має запаху. З метою його виявлення нюхом природний газ одоризують на газорозподільних станціях магістрального газопроводу (ГРС). Зріджені вуглеводні гази мають легкий запах бензину, а зріджені гази нафтопереробних заводів іноді мають запах сірчистих з'єднань (часто слабкий), тому ці гази одоризують на заводі.

Одоризацію горючих газів проводять з метою безпеки. Широко використовуваний одорант – етилмеркаптан ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{SH}$) – рідина з невисокою температурою кипіння (37°C), що дає можливість вводити її в потік газу під тиском. Норми витрати одоранту на 1000 м^3 газу визначають виходячи з вимог держстандартів на горючі гази. Ці норми дозволяють відчувати запах газу у повітрі і становлять для природного газу – 16 г на 1000 м^3 , для зрідженого – не більше 40 г.

Великі концентрації газу небезпечні, тому що етилмеркаптан отруйно діє на організм людини. У зрідженого газу підвищена норма витрати одоранта обумовлюється дуже низькою мінімальною межею вибухонебезпеки в суміші з повітрям. Меркаптани як одорант додають газу характерний різкий запах гнилої капусти.

Токсичністю природні й зріджені вуглеводні гази не володіють, якщо не містять сірководню більш припустимих держстандартами концентрацій.

Задущливі властивості притаманні всім вуглеводням. При концентрації в повітрі більше 20% природного або зрідженого газу настають ознаки задухи.

Основні ознаки горючих газів наведено в табл. А1 додатку А.

1.1.3. Спалахування і горіння газу

Процес спалахування приводить до горіння. Мінімальну температуру, при якій суміш спалахує, називають температурою спалахування. Вона не є постійною фізико-хімічною величиною, тому що залежить від певних умов (від пропорції між газом та окислювачем і від витрат у навколишнє середовище).

Однак у складі технічних газів існують негорючі складові (баласт) – азот N_2 , вуглекислота CO_2 і водяні пари, що знижують теплову цінність газу.

Спалахування і подальше мимовільне горіння газоповітряної суміші можливе тільки при певних співвідношеннях газу і повітря, які мають назву *границь спалахування*. Нижня границя спалахування, об. %: для ацетилену – 2,5, водню – 4, метану – 5, пропану – 2,3, бутану – 1,9; верхня для ацетилену – 80, водню – 75, метану – 15, бутану – 8,5, пропану – 9,5.

Якщо вміст газу в суміші менше нижньої границі спалахування, то така суміш самотійно горіти не може. При вмісті газу, що є більшим верхньої границі спалахування, кількості повітря в суміші недостатньо для повного згорання газу. Тому важливо дотримуватись необхідних границь для кожного компонента у правильній пропорції.

Газоповітряна суміш, вміст газу в якій знаходиться між нижньою і верхньою межами спалахування, є вибухонебезпечною.

Вибух – явище швидкого переходу речовини з одного стану в інший, яке супроводжується нагріванням продуктів згорання до високої температури і різким підвищенням тиску.

Якщо горюча суміш знаходиться в закритому об'ємі (посудина, трубопровід, приміщення), то з появою джерела теплоти або полум'я з температурою, що досягає температури спалахування, відбувається вибух цієї суміші.

Спалахування природного газу – це багатоконпонентна суміш, що має декілька складових і визначається за формулою

$$Q_{H1}^P \cdot r_1 + Q_{H2}^P \cdot r_2 + \dots + Q_{Hs}^P \cdot r_i, \text{ МДж/м}^3, \quad (9)$$

де Q_{H1}^P - нижча теплота згоряння і-го компонента суміші, МДж/м³ (табл. А2).

Відношення теплоти згоряння (вищої або нижчої) газоподібного палива до його відносної щільності називають *числом Воббе W*:

$$W = \frac{Q_H^P}{\sqrt{d}}. \quad (10)$$

Відносну щільність газу встановлюють по відношенню до повітря і обчислюють за формулою

$$d = \frac{\rho_H}{\rho_{\Pi}}, \quad (11)$$

де ρ_H , ρ_{Π} – щільність відповідного газу і повітря за нормальних умов, кг/м³ (для повітря - $\rho_H = 1,2929$ кг/м³).

Розрахунки границь займання горючих газів

Мінімальний вміст горючого газу в газоповітряній суміші, при якому ще розповсюджується полум'я, називають нижчою границею займання горючого газу, а максимальний вміст – верхньою границею.

Границі займання визначають за формулою

$$L = \frac{100}{\frac{r_1}{L_1} + \frac{r_2}{L_2} + \dots + \frac{r_i}{L_i}}, \%, \quad (12)$$

де L - нижня L_H або верхня L_B границі займання, %;

r_i - об'ємна частка i -го горючого компонента газової суміші (природного газу), %;

L_i - границя займання i -го компонента, %.

Фізико-хімічні властивості газів, що визначають границю займання, наведені в табл. А2.

Розрахунки горіння палива

При розрахунках горіння палива визначають:

1. Теоретичну витрату повітря V_0 , що необхідна для згоряння відповідної кількості палива (1 кг для рідкого і твердого палива і 1 м^3 для газоподібного), і дійсну витрату повітря $V_{\text{п}}$, $\text{м}^3/\text{кг}$.
2. Об'єм продуктів згоряння (димових газів) $V_{\text{г}}$, $\text{м}^3/\text{кг}$.
3. Склад продуктів згоряння у відсотках за об'ємом і парціальний тиск трьохатомних газів, які необхідні при розрахунках теплообміну (газового випромінювання) при заданому коефіцієнті надлишку повітря.
4. Ентальпію димових газів при необхідних температурах і надлишках повітря:

$$I_{\text{г}} = f(t, a) \text{ КДж/кг; або КДж/м}^3 \quad (13)$$

(за отриманими даними будують діаграму L - t продуктів згоряння палива).

5. Колометричну і теоретичну температури згоряння палива.

Розрахунок повного згоряння палива

У порівнянні з теоретичними даними для повного згоряння палива потрібен деякий надлишок повітря. Його можна встановити за формулою

$$V_{\text{г}} = V_{\text{п}} - V_0. \quad (14)$$

Цей надлишок повітря характеризується коефіцієнтом α і залежить від способу спалахування палива, якості змішування повітря з паливом та ряду інших факторів.

Коефіцієнт надлишку повітря являє собою відношення дійсного затраченого об'єму повітря (V_{Π}) до теоретично визначеного об'єму V_0 , тобто

$$\alpha = \frac{V_{\Pi}}{V_0}. \quad (15)$$

При повному згорянні палива $\alpha > 1$, а при газифікації палива $\alpha < 1$. Дійсна витрата повітря визначається як

$$V_{\Pi} = \alpha V_0 \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (16)$$

Надлишок повітря

$$V_{\Pi} - V_0 = \alpha V_0 - V_0 = (\alpha - 1) V_0 \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (17)$$

Продукт повного згоряння (димові гази) являє собою суміш сухих газів і водяної пари.

Загальний об'єм димових газів V_{Γ} складається з об'єму сухих газів $V_{c.\Gamma}$ і об'єму водяної пари V_{H_2O} .

$$V_{\Gamma} = V_{c.\Gamma} + V_{H_2O} \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (18)$$

Контрольні запитання

1. Що таке горючий газ? На які види за хімічним складом поділяються горючі гази?
2. На які види поділяється природний газ за способом видобутку? Охарактеризуйте їх.
3. Назвіть основні фізичні властивості газів. Охарактеризуйте їх.
4. Що визначають при розрахунку горіння палива?
5. Чим викликана необхідність одоризації горючих газів. Назвіть норми одоранту.
6. Назвіть ознаки горючих газів.
7. Як з'ясовують повне і неповне згоряння газу?
8. Назвіть границі спалахування природних і зріджених газів.
9. Назвіть склад продуктів повного згоряння газу.

1.2. Газові мережі із сталевих труб

1.2.1. Загальні відомості про газові мережі й газопроводи

Сучасні системи газопостачання природним газом міст, областей, селищ і промислових підприємств являють собою складний взаємозалежний комплекс газопроводів різних тисків, газорозподільних станцій (ГРС), проміжних регуляторних пунктів (ПРП), газорегуляторних пунктів (ГРП) і установок (ГРУ). Крім цього система включає устаткування мереж, систему очищення та одоризації газу, систему зв'язку і телекерування, апаратуру обліку споживання природного газу (промислових і побутових газових лічильників).

Система газопостачання повинна забезпечувати безперебійну подачу газу споживачам, бути безпечною в експлуатації, надлишковою, тобто передбачати можливість відключення окремих її елементів з метою профілактики або в аварійних ситуаціях.

У даний час однією з найважливіших проблем є установка побутових газових лічильників для населення із стовідсотковим охопленням всіх абонентів.

Основним елементом систем газопостачання є газові мережі, які класифікують за певними ознаками (табл. Б1 додатку Б).

Тиск газу в газопроводі залежить від призначення останнього:

- низький тиск до 5000 Па (0,05 кгс/см²), що забезпечує подачу газу комунально-побутовій групі споживачів (житло, дрібні комунальні підприємства й т.ін.).
- середній тиск від 0,05 до 3 кгс/см² – забезпечує подачу газу через ГРП на крупні промислові підприємства;
- високий тиск від 3 до 12 кгс/см² – забезпечує подачу газу через ГРП на підприємства, технологічні процеси яких вимагають застосування газу такого тиску.

Тиск газу вимірюють в різних одиницях; найбільш розповсюджене вимірювання в Па, Бар, кгс/см², атм. і т.д. Співвідношення цих одиниць наведене в табл. Б2.

У газових розподільних мережах населеного пункту може бути один тип тиску (наприклад, низький тиск), або кілька типів - середній і низький тиск, високий і низький і т.п. Залежно від цього розрізняють наступні системи розподілу газу:

- одноступінчаста, при якій розподіл і подача газу споживачам здійснюються тільки під одним тиском;
- двоступінчаста, що передбачає подачу газу від загальноміських ГРС до ГРП по газопроводах високого або середнього тиску, а від районних ГРП до споживачів по газопроводах низького тиску;
- триступінчата (багатоступінчаста), що поєднує в собі газопроводи високого, середнього і низького тисків. Високий тиск звичайно використовують для забезпечення газопроводів середнього тиску через головні ПРП, а також, як було сказано вище, для подачі газу великим промисловим підприємствам.

Крім зазначених основних систем, можлива і їхня комбінація.

Система газопостачання (рис. 1) являє собою багатоступінчасту (ієрархічну) структуру, що має розподільну мережу тієї чи іншої складності на кожному рівні ієрархії. Рівні зв'язані між собою регуляторами тиску газу (ГРС, ПРП, ГРП), що забезпечують заданий режим у розподільній мережі нижнього рівня.

Аналіз складу споживачів за їхньою належністю до рівнів ієрархії показує, що з розподільних мереж верхніх рівнів (1-го, 2-го) споживають газ найбільш великі з них (промислові підприємства, ТЕЦ та ін.). Розподільні мережі низького тиску (3-й рівень) забезпечують в основному комунально-побутову групу споживачів.

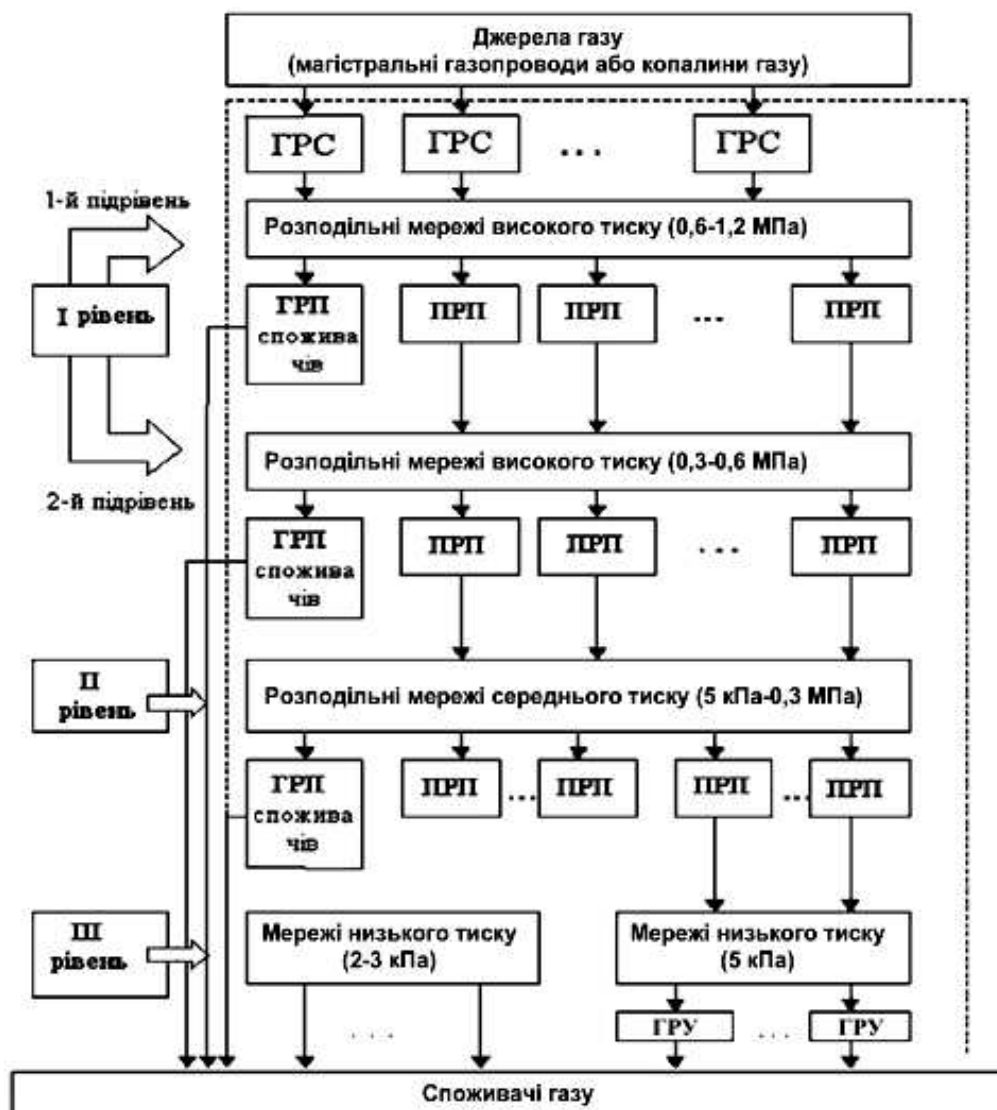


Рис.1 – Система газопостачання

Основні елементи системи газопостачання великого міста й області

Розглянемо ВАТ (відкрите акціонерне товариство) як об'єкт управління з метою уточнення загальної функціональної схеми автоматизованого керування регіональною газовою мережею. Виділення об'єкта із середовища і виявлення керованих змінних здійснюються з погляду заданої мети керування.

Основна мета керування ВАТ в нормальних умовах полягає у забезпеченні газом потреб споживачів, які безупинно змінюються, тобто в забезпеченні найбільш повної відповідності між станами об'єкта управління і навколишнього середовища в часі.

Як об'єкт керування ВАТ можна віднести до складних систем. Воно характеризується такими особливостями:

- територіальною просторістю;
- дворівневим принципом керування;
- наявністю у своєму складі виробництв з безупинним і дискретним характером;
- великим числом параметрів і змінних;
- твердими вимогами до надійності роботи;
- розмаїтістю елементів системи і важкою доступністю до деяких з них;
- безупинною змінюваністю структури системи і станів її елементів у часі;
- відсутністю в існуючих системах газопостачання засобів автоматичного збору і передачі інформації;
- наявністю великого числа людей у контурі керування;
- необхідністю функціонування в умовах дефіциту цільового продукту.

З погляду на специфіку ВАТ як об'єкта управління його доцільно подати у вигляді шести типів підсистем:

- 1) підсистема постачання природним газом;
- 2) підсистема постачання зрідженим газом;
- 3) підсистема будівельних робіт;
- 4) ремонтне обслуговування (технічна експлуатація);
- 5) організаційно-економічна підсистема;
- 6) адміністративна підсистема.

Взаємозв'язок між підсистемами поданий на рис.2.

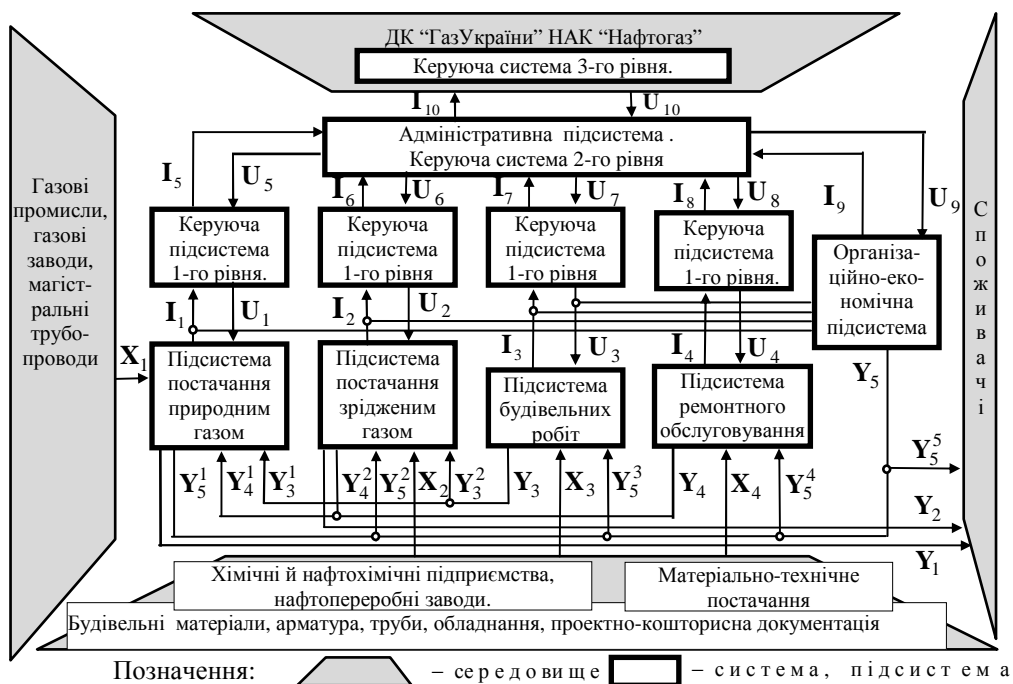


Рис. 2 – Система газопостачання як об'єкт управління

При вирішенні завдань автоматизованого управління ВАТ, до навколишнього середовища відносять постачальників природного і зрідженого газу, будматеріалів, устаткування, запчастин, проектно-конструкторські організації, споживачів газу, а також керуючі органи, які не входять до складу ВАТ. Стан навколишнього середовища характеризується можливим рівнем споживання газу споживачами і керуванням вищих органів. Виходячи з функціонального призначення підсистем, їх можна розділити на три типи:

- **о с н о в н і** (підсистема постачання природним газом, підсистема постачання зрідженим газом);
- **д о п о м і ж н і** (підсистема будівельних робіт, підсистема ремонтного обслуговування);
- **к е р у ю ч і** (організаційно-економічна й адміністративна підсистеми).

Призначення основних підсистем полягає у забезпеченні відповідності між постачаннями природного X_1 і зрідженого газу X_2 і його споживанням Y_1 і Y_2 .

Призначення допоміжних підсистем полягає у забезпеченні безпечної експлуатації газового господарства і розвитку газифікації. Ці підсистеми мають входи із середовища X_3 і X_4 (постачання матеріалів, устаткування, проектної документації, запчастин та ін.), виходів у середовище не мають, а їхня діяльність замикається на забезпеченні функціонування основних підсистем Y_3 і Y_4 .

Основні й допоміжні підсистеми мають свої керуючі підсистеми, що забезпечують їхнє функціонування відповідно до поставленої мети.

Технологічне керування основними і допоміжними підсистемами $U_1 \div U_4$ здійснюється на підставі інформації $U_1 \div U_4$, що характеризує стан цих підсистем. Керуючі системи основних і допоміжних підсистем, а також організаційно-економічну систему виділимо в перший рівень керування.

Організаційно-економічна підсистема здійснює техніко-економічне керування основними і допоміжними підсистемами $Y_5^1 \div Y_5^4$, а також забезпечує зв'язок із середовищем Y_5^5 (розрахунок з абонентами, постачальниками та ін.).

Відповідно до поставлених перед ВАТ цілей і на підставі інформації про стан керуючих підсистем першого рівня $I_5 \div I_9$ адміністративна підсистема, що відповідає другому рівню керування, забезпечує координацію керування $U_5 \div U_9$. Вона ж здійснює взаємозв'язок по керуванню ВАТ із середовищем U_{10} і забезпечує необхідною інформацією про стан газового господарства області I_{10} вищі організації: ДК ГАЗ України, облдержадміністрацію (третій рівень керування).

Підсистема постачання природним газом

Функціональна схема взаємозв'язку підсистеми постачання природним газом з іншими підсистемами ВАТ і середовищем показана на рис.3. Вектор вхідних змінних можна подати у вигляді двійки векторів $X_1^T = [Q_{\text{вх}}^T, P_{\text{вх}}^T]$ вектора витрат газу $Q_{\text{вх}}^T$ і вектора тисків $P_{\text{вх}}^T$, під якими газ надходить у газову розподільну мережу. Розмірність векторів $Q_{\text{вх}}^T, P_{\text{вх}}^T$ залежить від кількості входів мережі. Вектор X_1 характеризує стан середовища (джерел). Змінна Y_3^1 характеризує обсяг робіт, проведених з реконструкції існуючих газових мереж і будівництва нових, Y_4^1 об'єми профілактичних і ремонтних робіт.

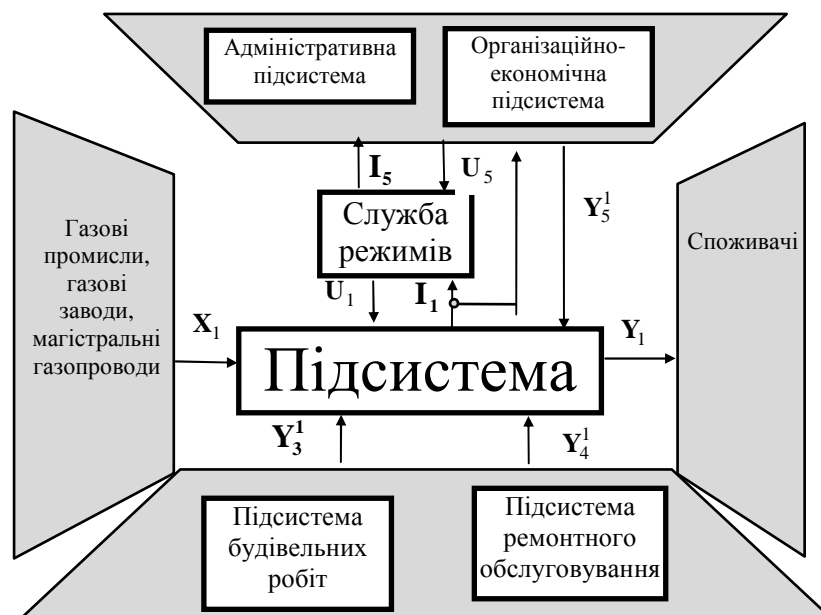


Рис. 3 – Підсистема постачання природним газом

Вектор вихідних змінних $Y_1^T = [Q_{\text{вих}}^T, P_{\text{вих}}^T]$ визначає поточний стан об'єкта керування. Компоненти векторів $Q_{\text{вих}}^T, P_{\text{вих}}^T$ відповідають величині витрат і тисків, під якими газ надходить споживачам. Розмірність векторів $Q_{\text{вих}}^T, P_{\text{вих}}^T$ у загальному випадку залежить від кількості споживачів. Керуючою системою підсистеми постачання природним газом є служба режимів, мета керування якої полягає у здійсненні постачання населення,

комунально-побутових і промислових підприємств газом у необхідній кількості й у заданому діапазоні тисків. На підставі інформації про стан підсистеми постачання природним газом I_1 , поставленої перед нею мети і керування U_5 вищих підсистем служба режимів здійснює технологічне керування даною підсистемою U_1 , а техніко-економічне керування Y_5^1 виконується організаційно-економічною підсистемою.

Газове господарство міста включає до свого складу комплекс споруд із джерела газопостачання; газопроводів високого, середнього і низького тиску, газорозподільних станцій (ГРС), газорозподільних пунктів (ГРП), газорозподільного устаткування (ГРУ), надземних сховищ газу або газгольдерних станцій, засобів телемеханізації.

У процесі тривалої експлуатації загальний стан мереж, що входять до системи газопостачання, помітно відрізняється від запроектованих, що є наслідком випадкового характеру газоспоживання і зміни параметрів ділянок газопроводів за певний період часу (засмічення конденсатом, зміна шорсткості труб, наявність витоків на стиках, порушення герметичності в результаті корозії металу і т.д.). Усе це призводить до зниження надійності існуючих газопроводів, порушує безперебійність газопостачання споживачів, а в умовах дефіциту газу не дозволяє вирішити завдання його раціонального розподілу.

Специфічною особливістю мереж щодо надійності є обмежені можливості резервування. Газові мережі мають дуже малу акумулюючу здатність (3-4%), тому зв'язок між подачею газу в мережу і його споживання є практично жорстким, тобто ємкість мережі не є резервом підвищення надійності газопостачання. Підвищити надійність системи можна, якщо розподільні газопроводи проектувати таким чином, що розрив однієї ділянки

газопроводу не служитиме причиною пошкодження іншого. Це можливо при кільцевій системі, яка дозволяє усувати відмову окремих ділянок без відключення абонентів шляхом перерозподілу потоків газу, тобто закільцьовані системи газопостачання не мають післядії. Прикладом може служити система газопостачання великого міста, яка має кільце високого тиску і два кільця середнього тиску (рис.Б1 додатку Б).

Міські газопроводи, як правило, прокладають у ґрунті, незалежно від призначення і тиску газу. Надземна прокладка застосовується дуже мало – головним чином при перетинанні природних або штучних перешкод.

Підземні газопроводи в більшості розташовують під проїзною частиною вулиць. Якщо вулиці мають широкі тротуари і газони, то найбільш доцільно укласти газопроводи під ними. У районах нової забудови газопроводи слід розташовувати на внутрішньоквартальних проїздах.

Газопроводи, які прокладають в землі, повинні заглиблюватися на таку глибину, де б вони були захищені ґрунтом від механічних пошкоджень, а також можливих навантажень від транспорту, який тут рухається. При цьому треба враховувати, що ґрунт для газопроводу є не тільки захистом від механічних пошкоджень, але також гарною тепловою ізоляцією. Тому чим глибше прокладений газопровід, тим надійніше він захищений від механічних пошкоджень і динамічних навантажень і знаходиться в кращих температурних умовах.

1.2.2. Стальні труби газопроводу і з'єднувальні деталі до них

До теперішнього часу для будівництва газопроводів застосовували сталеві труби. Їх виготовляють різними способами і з різних марок сталі залежно від призначення газопроводу,

параметрів (тиск, температура) і фізико-хімічних властивостей газу, що транспортується.

За способом виготовлення труби розділяють на безшовні (гарячекатані й холодногнуті) і зварені (прямошовні і зі спіральним швом).

Для будівництва газопроводів застосовують труби, виготовлені з низьковуглецевої сталі звичайної якості й окремих марок якісної сталі. Всі сталі повинні добре зварюватися. Класифікація сталей, їх марки і хімічний склад наведені в табл. БЗ.

Залежно від властивостей сталі маркують літерами Ст, або пишуть слово “Сталь” і цифри від 0 до 65. Чим більша цифра, тим більший відсоток вуглецю в сталі. Маленькі літери біля цифри вказують на ступінь окислення: кп - кипляча, нс – напівспокійна, сп – спокійна. Літера Г вказує на підвищений вміст марганцю (до 1%). Наприклад, Ст 4 сп – сталь звичайної якості, в якій вміст вуглецю не з’ясовується, спокійна; Ст 20 кп – сталь, з вмістом вуглецю 0,20%, кипляча.

Труби виготовляють відповідно до ДСТ 380 - 88. Це можуть бути марки сталі Ст 3, Ст 6 сп, Ст 5 та ін. Труби також виготовляють з якісної конструкційної сталі за ДСТ 1050 - 88. Це Сталь 10..., Сталь 25. Вміст вуглецю у сталях труб для газопостачання не повинен перевищувати 0, 25%, сірки - 0, 056, фосфору - 0, 046.

Товщина стінок труб визначається розрахунком, при цьому для підземних газопроводів номінальна товщина стінки приймається не менше 3 мм для надземних і наземних – не менше 2 мм. Товщина стінок труб також залежить від зовнішнього діаметра труби і тиску газу, що буде транспортуватися. Стальні труби та їх параметри вибирають за ДСТУ.

Труби газопроводу характеризуються діаметром умовного проходу, а також зовнішніми й внутрішніми діаметрами. Під діаметром умовного проходу розуміють номінальний внутрішній діаметр труби. Цією величиною користуються під час підбору арматури, з'єднувальних деталей і при відповідних розрахунках. Величина умовного проходу, як правило, має округлене значення: 10, 15, 20, 25, 32, 40 і т. ін.

Зовнішній діаметр D_z має більш точне значення і лімітується стандартами. Внутрішній діаметр D_v – це величина, що залежить від зовнішнього діаметра і товщини стінки труби.

Враховуючи всі ці вимоги, підбирають труби для газопроводів. Так, для будівництва зовнішніх і внутрішніх газопроводів усіх тисків передбачають сталеві труби, виготовлені із спокійної низьковуглецевої сталі. Для газопроводів з діаметром умовного проходу більше 530 мм при товщині стінки більше 5 мм застосовують труби, виготовлені з Ст 2, Ст 3, а також сталі марок 08, 10, 15, 20.

Для газопроводів тиском до 1,2 МПа (12 атмосфер) застосовують також низьколеговані сталі марок 09 Г2С, 17 ГС, 17 Г1С, 10 Г2.

Для підземних газопроводів тиском 1,2 МПа, споруджених у районах з розрахунковою температурою повітря до -30°C , використовують сталеві труби із напівспокійної і киплячої сталі марок Ст3пс, Ст5кп та ін. Для надземних газопроводів тиском до 1,2 МПа, що споруджуються в районах з розрахунковою температурою повітря до -10°C застосовують сталеві труби з напівспокійної сталі. Для внутрішніх газопроводів тиском не більше 0,3 МПа, зовнішнім діаметром не більше 159 мм і товщиною стінки до 5 мм включно, якщо температура стінок труб у

процесі експлуатації не буде зменшуватися нижче 0°C, застосовують сталеві труби з напівспокійної і киплячої сталі.

При використанні для будівництва зовнішніх газопроводів труб з напівспокійної і киплячої сталі в перерахованих вище випадках необхідно дотримуватися наступних умов: діаметр не повинен перевищувати 820 мм для труб з напівспокійної сталі і 530 мм для труб з киплячої сталі; товщина стінки труб має бути не більше 8 мм. Для відводів з'єднуючих пристроїв і компенсуючих пристроїв високого і середнього тиску застосовують труби тільки із спокійної сталі.

Для зовнішніх і внутрішніх газопроводів низького тиску, в тому числі для гнутих відводів і з'єднувальних частин допускається застосування труб, виготовлених із спокійної, напівспокійної і киплячої сталі марок Ст1, Ст2, Ст3 за ДСТ 380 - 88 і 08, 10, 15, 20 за ДСТ 1050 - 88.

Для ділянок газопроводів усіх тисків, що піддаються вібраційним навантаженням і з'єднані безпосередньо з джерелом вібрації в ГРП (ГРУ), застосовують сталеві труби із спокійної сталі з вмістом вуглецю не більше 0, 24%. Це сталі марок Ст 2 сп, Ст 3 сп, Ст 5 сп та ін.

Усі труби для газопроводів повинні мати сертифікати, в яких вказуються: завод-виготовлювач труб; стандарт, за яким вони виготовлені з позначкою групи труби, марки сталі; відомості про механічні й гідравлічні випробування сталі і труб; номер партії і виплавки; відмітки про відповідність труб і сталі стандартам або технічним умовам.

Труби для систем газопостачання повинні бути випробувані гідравлічно на заводі-виготовлювачі, мати запис у сертифікаті про гарантію того, що вони витримують необхідний гідравлічний тиск.

До монтажу труби перевіряють на відсутність дефектів. Якщо дефекти не можуть бути виправлені, труби бракують.

Як з'єднувальні частини і деталі для труб використовують: фланці, переходи, відводи, згонки, муфти, ніпелі, кріпильні деталі, заглушки.

З'єднувальні частини і деталі виготовляють з ковкого чавуну або із спокійної сталі. Вони можуть бути вилиті, ковані, штамповані, гнуті чи зварені. Усі сполучні частини і деталі виготовляють на заводах за кресленням, з урахуванням вимог стандартів на відповідні деталі. Допускається застосування деталей, виготовлених на інших підприємствах, але всі такі з'єднання повинні пройти випробування неруйнівним методом.

Фланці. Розміри фланців обирають за діаметром газопроводу і за умовним тиском. За допомогою фланців звичайно з'єднуються газопроводи діаметром більше 50 мм. Необхідність таких з'єднань викликана встановленням на газопроводах фланцевих засувок, кранів, регуляторів тиску, діафрагм та іншої фланцевої арматури.

Щільність фланцевих з'єднань досягається установкою між ними еластичних прокладок з подальшим затягуванням фланців болтами. При виготовленні й монтажі фланців треба враховувати, що щільність фланцевих з'єднань багато в чому залежить від підготовки ущільнювальних поверхонь і їхньої строгої паралельності. Неприпустимо застосовувати фланці без ущільнювальних канавок.

Переходи. При монтажних роботах використовують концентричні й ексцентричні переходи. Їх застосовують для переходу з одного діаметра газопроводу на інший - більший чи менший. Переходи бувають штамповані, ковані, вилиті, точені, зварені.

Найчастіше переходи виготовляють на монтажних підприємствах з листової сталі.

Відводи. Застосовують для плавної зміни напрямків газопроводу. Залежно від розміру газопроводу, методу виготовлення, конструктивних і монтажних можливостей використовують відводи, виконані методом гнуття і зварені. Найбільш якісні відводи отримують з безшовних труб. Гнуття відводів виконують з мінімальним радіусом вигину, який дорівнює чотирьом діаметрам умовного переходу. Число секторів у зварених відводах дорівнює трьом для поворотів газопроводів під кутом 30, 45 і 60⁰ і чотирьом - для поворотів під кутом 90⁰.

Заглушки. Використовують для повного відключення окремих ділянок газопроводу. Їх вибирають залежно від тиску і діаметра газопроводу. Заглушки бувають фланцеві, приварні плоскі, приварні відбортовані. Якість матеріалу заглушок повинна підтверджуватися сертифікатом, який зберігається разом з журналом встановлення і знімання заглушок.

На кожній заглушці, що знімається (на хвостовику, а при його відсутності - на торці) мають бути чітко вибиті номер партії, марка сталі, умовний тиск і умовний діаметр.

Встановлення і зняття заглушок здійснюють за вказівкою відповідального за експлуатацію газового господарства, з відміткою у спеціальному журналі.

1.2.3. Газова арматура

Робота газопроводу значною мірою залежить від надійності його арматури.

До газової *арматури* відносяться пристрої, призначені для включення, відключення, розподілу і регулювання газового потоку в газопроводах.

За призначенням існуючі види газової арматури поділяють на:

- запірну – для періодичних герметичних відключень окремих ділянок газопроводу, апаратури і приладів;
- запобіжну – для попередження зростання тиску в газопроводах, апаратах і приладах більше встановлених меж;
- зворотної дії – для запобігання руху газу в зворотному напрямку;
- аварійну і відсічну – для автоматичної зупинки руху газу до аварійної ділянки при порушенні заданого режиму;
- конденсатовідвідну – для видалення конденсату з конденсатозбірників.

Вся промислова арматура, яка застосовується в газовому господарстві, стандартизована. За прийнятим умовним позначенням шифр кожного типу арматури складається з чотирьох частин: перші дві цифри позначають вид арматури, наступна за ними літера – матеріал, з якого виготовлений корпус арматури, потім йдуть цифри, що вказують порядковий номер виробу, і літери, що позначають матеріал ущільнюючих кілець: Бр - бронза або латунь; нж - нержавіюча сталь; р - гума; е-ебоніт; бт - баббіт; бк - відсутність на корпусі або затворі спеціальних ущільнюючих кілець. Наприклад, позначення крана типу 11Б10бк розшифровують так: 11-вид арматури (кран), Б-матеріал корпусу (латунь), 10-порядковий номер виробу, бк - тип ущільнення (без кілець).

Засувки. Це найбільш розповсюджена запірна арматура (рис.4).

Засувкою називається конструкція арматури із запірним або регулюючим органом, що переміщується уздовж ущільнювальних поверхонь корпусу перпендикулярно до осі потоку середовища (газу). Схема засувки показана на рис.5.

Вони широко застосовуються для перекриття потоку газоподібного або рідкого середовища у трубопроводах з діаметром умовного проходу від 50 до 2000 мм.

Основні частини (деталі) засувки виготовляють з чавуну - ковкого (кч) або сірого (сч), і з вуглецевої сталі.

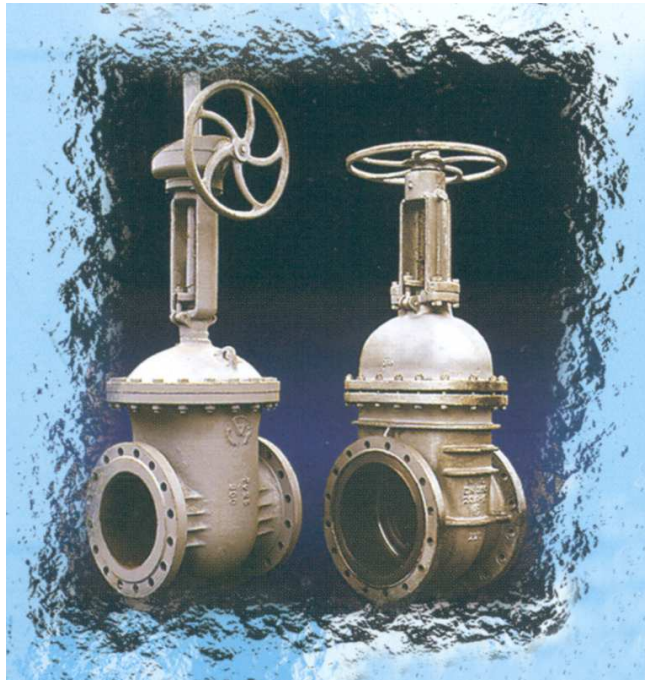


Рис.4 – Засувки

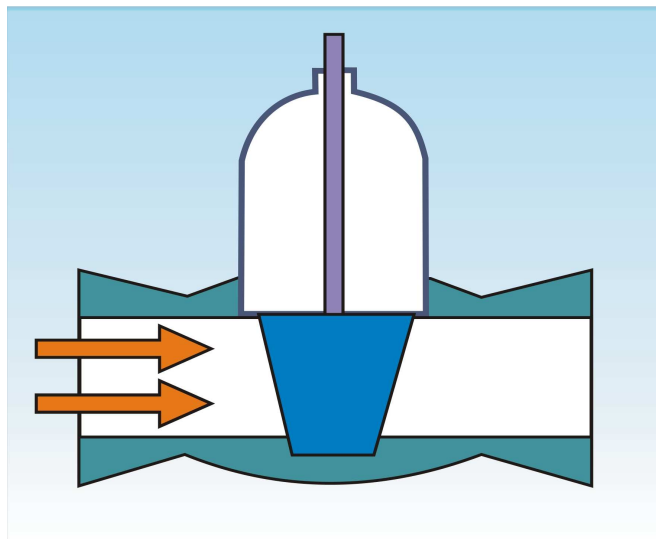


Рис. 5 – Схема засувки

Запірна арматура із сірого чавуну може застосовуватися в газопроводах з робочим тиском до 0,6 МПа; при більшому тиску використовують запірну арматуру з ковкого чавуну, вуглецевої або низьколегованої сталі.

На кресленнях і схемах засувки позначають, як показано на рис.6.

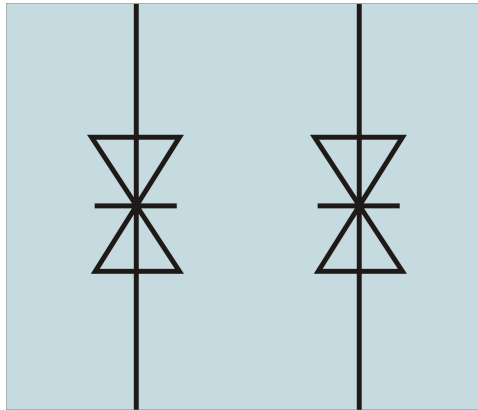


Рис. 6 – Позначення засувок на кресленнях

Маркування засувок. Засувки маркують цифрами і буквами. Наприклад:

- 30 – засувка;
- с – вуглецева сталь;
- 925 – порядковий номер моделі;
- нж – матеріал ущільнювальних кілець.

30 с 925 нж – засувка з вуглецевої сталі з електроприводом і ущільнюючими кільцями з нержавіючої сталі.

Існує також інше позначення засувок. Наприклад, ЗКЛ-2-200-16. У даному випадку літери ЗКЛ означають, що це засувка клинова лита; 2- другої модифікації; 200-умовний прохід 200 мм; 16- умовний тиск 1,6 МПа.

За конструкцією основного елемента запірного пристрою засувки підрозділяють на клинові й паралельні. У свою чергу, клинові засувки за цією ознакою можуть бути з цільним, пружним і складальним клином.

Паралельні засувки бувають одно- й дводискові.

Якщо діаметр проходу дорівнює діаметру вхідного патрубку, то такі засувки називають повнопрохідними (рис.7).

Засувки зі звуженим проходом (рис.8) призначені для роботи при високих перепадах тиску газопроводу.



Рис. 7 – Повнопрохідна засувка

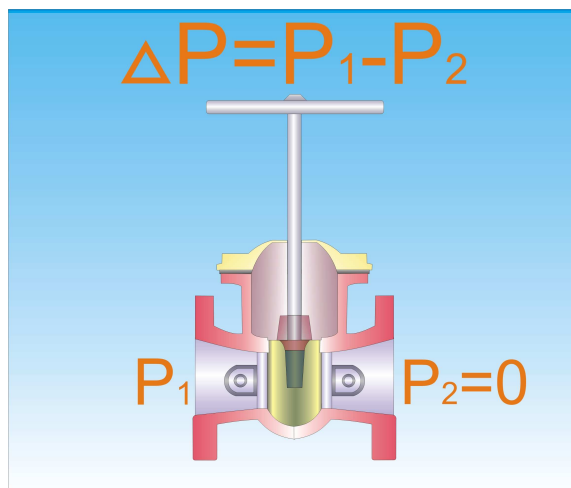


Рис. 8 – Засувка зі звуженим проходом

У клинових засувках бічні поверхні затвора розташовані похило до вертикальної осі корпусу. Цим досягається рівне прилягання ущільнювальних поверхонь клина до поверхонь корпусу, а відповідно і необхідна щільність засувки.

Засувки з цільним клином знайшли широке застосування, тому що їхня конструкція проста і має невелику вартість.

Суцільний клин, який являє собою дуже тверду конструкцію, досить надійний і може бути застосований при великих перепадах тиску на затворі. У даному випадку ходова гайка розміщена на затворі. При цьому шпindel робить тільки обертальний рух, не

висуваючись з корпусу засувки – за рахунок цього висота засувки мінімальна. Це є основною перевагою засувки з невисувним шпинделем. Однак у даному разі, різьбова пара знаходиться під впливом агресивного середовища, що негативно впливає на її роботу, погіршується робота сальника, виникають труднощі при доступі для огляду і ремонту системи гвинт-гайка.

У засувках з висувним шпинделем ці недоліки усунуті шляхом розміщення ходової гайки поза робочою порожниною корпусу. При такій конструкції шпиндель робить поступальний рух і переміщується разом із затвором, висуваючись з корпусу засувки. Доступ для огляду і ремонту кругової пари дуже зручний. Існує також можливість для здійснення якісного змащення бічної частини шпинделя і гайки при її зношенні.

Для кращого ущільнення проходу в закритому положенні без індивідуального технологічного припасування застосовують затвор у вигляді розрізаного клину з пружним ребром. Засувки цього типу виготовляють як з висувним (рис.9), так і з невисувним шпинделем (рис.10).



Рис.9 – Засувка з висувним шпинделем



Рис.10 – Засувка з невисувним шпинделем

Засувки зі складальним клином, які називаються дводисковими, застосовують у тих випадках, коли необхідний високий ступінь герметичності затвору при закритому положенні засувки.

Принципова відмінність пристрою дводискових клинових засувок від інших їх типів полягає в конструктивному вирішенні затвору. Останній складається з двох дисків, між якими розміщений розсувний елемент, виконаний у вигляді грибка з кульовою поверхнею. Грибок упирається в підп'ятник, закріплений на іншому диску. Диски розміщені в обоймі. Зусилля від натискання шпинделя передається за допомогою внутрішнього диска, що забезпечує достатнє притискання диска до сідел.

У паралельних засувках ущільнювальні поверхні сідел паралельні одна до одної і розташовані перпендикулярно до напрямку руху потоку середовища (газу).

Розрізняють одно- і дводискові засувки. Одностискові засувки ще називають шибєрними. Затвор дводискових засувок з висувним шпинделем складається з двох дисків, між якими розміщений розсувний елемент у вигляді грибка, вузька частина якого спрямована вниз. Наприкінці ходу затвора грибок упирається в корпус і диски профільованою частиною грибка притискаються до сідел корпусу, герметизуючи прохід. У момент відкривання засувки шпиндель витягує диск з контакту з сідлами, диски розтискаються, грибок опускається.

Якщо засувка має конструкцію з невисувним шпинделем, то в якості розсувного елемента застосовують систему, що складається з грибків, розташованих симетрично осі шпинделя.

Щоб уникнути швидкого зношення ущільнювальних поверхонь затворів засувок від дії твердих часток, які приносяться газовим потоком, і осідання їх на дисках, запірні засувки повинні

знаходитися постійно у відкритому або закритому положенні, якщо вони не є регулюючими засувками.

Для запобігання витоку газу з корпусу засувки по поверхні шпинделя його ущільнюють за допомогою сальника.

Установку засувок на газопроводах здійснюють за допомогою фланців. При установці засувок на прямих ділянках газопроводів треба поруч з ними встановлювати лінзовий компенсатор.

Засувки, встановлені на підземних газопроводах, повинні монтуватися або у спеціальних колодязях, або у футлярах, які захищають сальник і подовжений шпиндель, виведений під ковер, щоб не торкатися землі і вологи.

Засувки необхідно монтувати на горизонтальних ділянках газопроводу шпинделем вгору таким чином, щоб їх було зручно обслуговувати, розбирати і збирати при ремонті. Перед установкою на газопроводи їх випробують на щільність гасом. Для цього в закритій засувці одну сторону затвору фарбують крейдовим розчином і дають йому просохнути. Потім засувку пофарбованою стороною кладуть униз, а на затвор з іншого боку наливають гас. Якщо через годину гасові плями не будуть виявлені на пофарбованому боці диска, то засувка має достатню щільність.

Для засувок, встановлених на газопроводах низького тиску, випробування на щільність достатньо проводити протягом 10 хвилин.

Пропуск газу при закритій засувці

Причиною цієї несправності є знос, пошкодження і забруднення поверхонь ущільнювальних кілець, корпусу клина або диска. Для її усунення необхідно: розібрати засувку, очистити, протерти або замінити ущільнювальні кільця.

Якщо зусилля недостатні на маховику засувки, то їх варто збільшити.

При утворенні осаду твердих часточок засувку розбирають з метою його видалення.

Пропуск газу через з'єднання корпусу з кришкою

Причиною служить порушення герметичності в зв'язку з недостатнім затягуванням болтів. Щоб надати засувці необхідну герметичність, треба рівномірно затягти болти.

Якщо пошкоджена прокладка, її замінюють.

Пропуск газу через сальник

Можливий, якщо набивка не ущільнена. Для усунення витоку газу рівномірно підтягують гайки сальника.

Заміняють набивання при його зношенні.

Якщо пошкоджена поверхня шпинделя, то замінюють шпиндель або засувку.

Пропуск газу через фланцеві з'єднання

Можливий при недостатньому загвинчуванні болтів фланців. Для усунення витоку газу загвинчують болти.

Заміняють прокладку при її пошкодженні або повністю міняють засувку із заздалегідь підготовленими патрубками.

Крани. При транспортуванні газу по газопроводу діаметром до 100 мм встановлюють не засувки, а крани. Газові крани являють собою пристрої, в яких запірний орган має конічну пробку, припасовану до гнізда в корпусі. Залежно від способу герметизації пробки в корпусі крани розділяють на натяжні, сальникові і крани з примусовим змащенням.

При повороті пробки на 90^0 газ проходить через кран, а при повороті в зворотний бік подача газу припиняється. Обмежена витрата газу досягається неповним відкриттям крану.

Крани класифікують залежно від матеріалу виготовлення, робочого тиску в газопроводі, розміру, конструкції приєднуючого

пристрою. На газопроводах широко застосовують крани з латуні, бронзи, а останнім часом і з поліетилену.

Крани поліетиленові кульові призначені для встановлення на газопроводах низького і середнього тиску. До комплекту поставки, крім безпосередньо крану, входять:

- опора (для кранів з діаметром від 25 до 80 мм);
- тюльпан;
- тубус телескопічний;
- подовжувач маневровий.

Технічні характеристики поліетиленових кульових кранів компанії “БАНІД Е ДЕБОРЕН” (Франція) наведені в табл. 1.

Таблиця 1 – Технічні характеристики кульових поліетиленових кранів

Зовнішні діаметри газопроводів, на яких встановлюються крани, D_n , мм	32; 40; 50; 63; 75; 90; 110; 125; 160; 180; 200; 225.
Максимальний робочий тиск, кг/см^2	5
Максимальний момент відкриття/закриття, нм	20/30

Спосіб встановлення та порядок роботи кульового поліетиленового крану. З трубами газопроводу кран з'єднаний методом зварювання відповідно до технологічних умов будівництва поліетиленових газопроводів. Кран розрахований на безколодязну установку, тобто керування ним здійснюється з поверхні землі ключем через встановлені на крані тюльпан і тубус, який після операції “відкриття/закриття” закривається ковером. Поліетиленовий кран не потребує технічного обслуговування протягом всього терміну експлуатації. Схема безколодязного встановлення поліетиленового крану показана на рис.11.

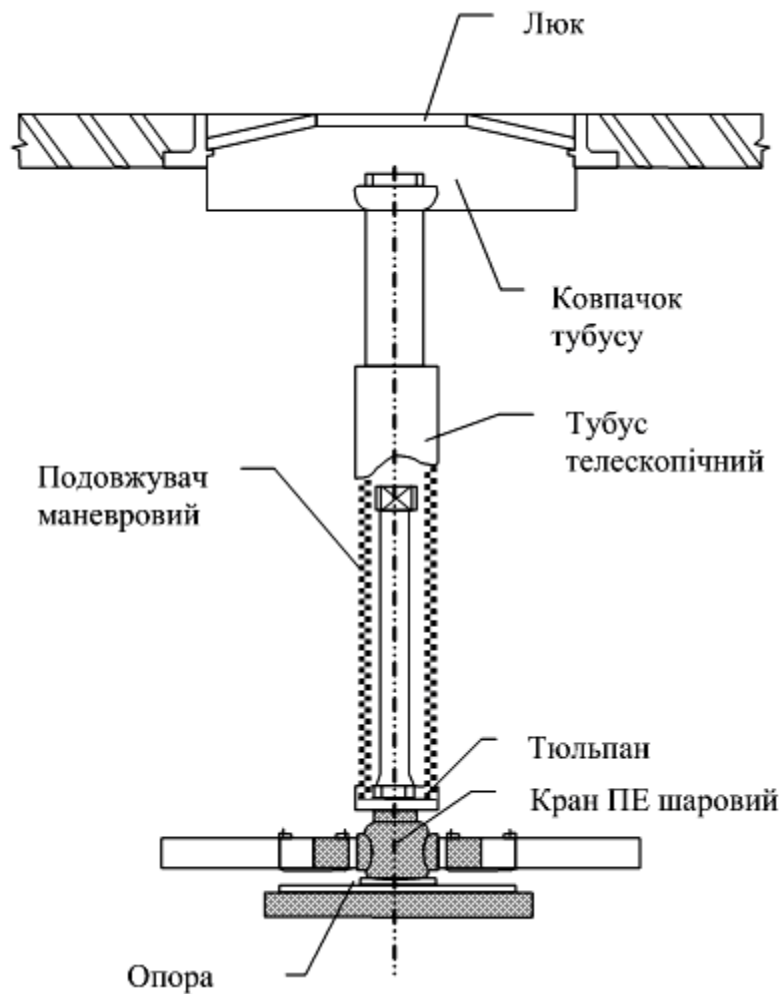


Рис.11 – Схема безколодязного встановлення поліетиленового крану на сталевий газопровід

Гідрозатвор. Гідравлічні затвори – це прості й надійні запірні пристрої для підземних газопроводів низького тиску. Основною їхньою перевагою є відсутність необхідності спорудження колодязя, а також надійність відключення із забезпеченням необхідної щільності газопроводу (рис.12).

З'єднують їх з газопроводами за допомогою зварювання.

Гідравлічні затвори можуть одночасно виконувати функції:

- збирача конденсату,
- запірного пристрою,
- вимірювання різниці потенціалів між землею і трубою.

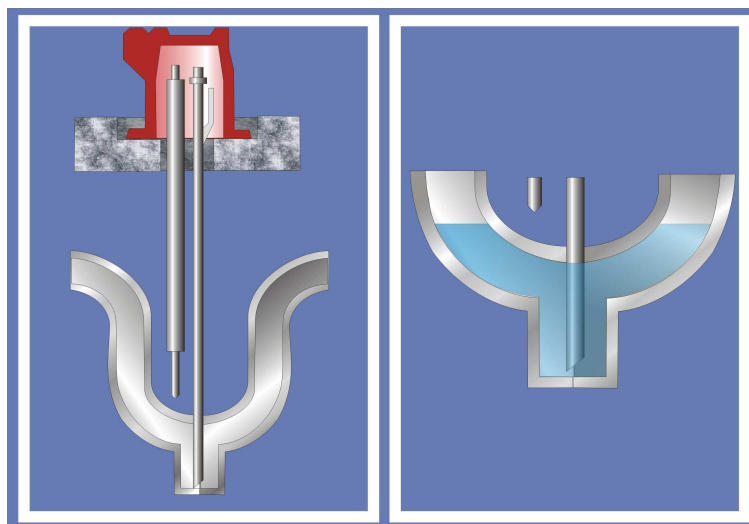


Рис.12 – Гідрозатвори

Існують два основних види гідрозатворів:

- з пристроєм для продувки;
- без цього пристрою.

Сучасні гідрозатвори виготовляють разом із пристроєм для вимірювання різниці потенціалів між газопроводом і землею «газопровід-земля».

Залежно від діаметра газопроводу гідрозатвори можуть бути 125 і 150-300 мм (чим більше діаметр газопроводу, тим більше гідрозатвор).

За допомогою гідрозатворів можна вимірювати тиск на газопроводі, але для цього необхідно:

- приєднати за допомогою пристрою манометр,
- відкрити запірний пристрій на манометрі,
- записати час і показання приладу.

Компенсатори. Для компенсації зміни довжини газопроводів у зв'язку з температурними впливами або деформаціями, а також для зручності монтажу запірної арматури в колодязях використовують різні типи компенсаторів: лінзові, П-подібні, гумовотканинні.

Лінзові компенсатори (рис. 13) мають хвилясту поверхню, яка змінює свою довжину залежно від температури газопроводу, охороняючи його від руйнування.

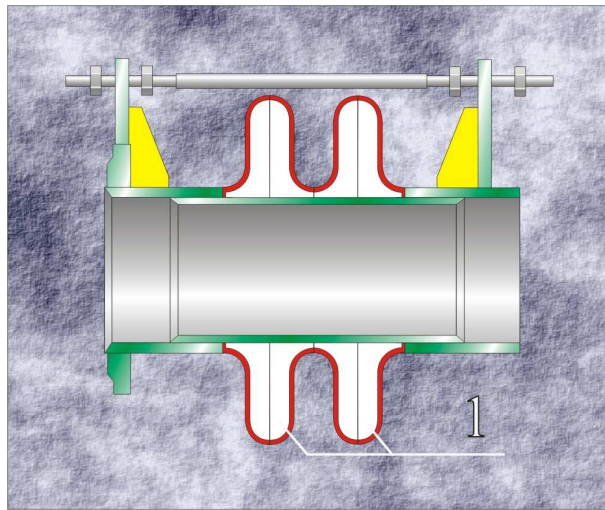


Рис. 13 – Лінзовий компенсатор (1-дві лінзи)

При монтажі компенсаторів у зимовий період їх треба розтягти, у літній - стиснути. Доцільно на лінзових компенсаторах встановити мірні лінійки для контролю компенсаційної здатності. При встановленні лінзових компенсаторів на горизонтальних газопроводах з вологими газами для кожної лінзи повинен передбачатися дренаж конденсату.

П-подібні (рис. 14) компенсатори, так само як і лінзові, встановлюють у малогабаритних колодязях, нішах і на надземних газопроводах. Такі компенсатори застосовують для газопроводів усіх категорій.

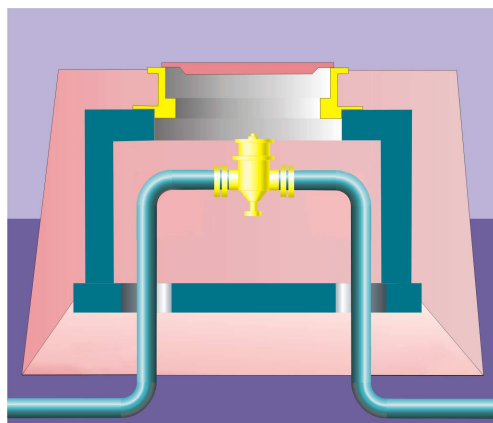


Рис.14. П- подібний компенсатор.

П-подібні компенсатори виготовляють зі сталевих, безшовних і електрозварювальних труб. Лінзові компенсатори виготовляють зварюванням зі штампованих сталевих напівлінз.

Залежно від товщини і внутрішнього тиску пружна деформація однієї лінзи складає 5 - 10 мм.

На практиці найчастіше застосовують компенсатори з двома або з трьома лінзами, що компенсують зміну довжини газопроводу до 30 мм.

Для зменшення гідравлічних опорів і запобігання засміченню усередині компенсатора встановлений направляючий патрубок, приварений до внутрішньої поверхні компенсатора з боку входу газу. Другий кінець патрубку може вільно переміщуватися.

Нижню частину лінз через отвори в направляючому патрубку заливають бітумом для попередження скупчення і замерзання в них води і для захисту від корозії.

Для стиснення компенсатора служать тяги з гайками, протягнуті в отвори стояків.

Стояки приварені до фланців або кінцевого патрубку компенсатора під кутом 120 градусів.

Великою перевагою володіють гумовотканинні компенсатори, тому що вони здатні сприймати деформації не тільки в поздовжньому, але й у поперечному напрямку. Це дозволяє використовувати їх при прокладанні газопроводів на гірських територіях і в сейсмічних районах.

Величина стиснення і розтягування компенсаторів залежить від їх конструкції, кількості, довжини прямої ділянки газопроводу і перепаду температур.

Гумовотканинні компенсатори (рис. 15) мають вигляд смугоподібного гофрованого шланга з фланцями, виготовленого з гуми або з прошарками гумового полотна. Зовнішній шар зміцнений капроновим канатом.



Рис.15. Гумовотканий компенсатор

Контрольні запитання

1. Яке призначення сучасної системи газопостачання?
2. За якими ознаками класифікують газопроводи?
3. Для чого призначені газопроводи високого й середнього тиску?
4. Охарактеризуйте системи розподілу газу.
5. Які основні елементи систем газопостачання Ви знаєте?
6. Що являє собою підсистема постачання природним газом?
7. Які сталеві труби застосовують для будівництва газопроводів?
8. Назвіть з'єднувальні частини сталевих труб. Їх призначення.
9. Назвіть основну арматуру газопроводів. Її призначення.
10. Яке призначення компенсаторів?
11. Які види гідрозатворів Ви знаєте ? Їх функції.

1.3. Ізоляційні й захисні матеріали

1.3.1. Прокладочні, ущільнювальні й лакофарбові матеріали

Пароніт. (ДСТ 481-80*) застосовують у вигляді прокладок для ущільнення арматури і фланцевих з'єднань газопроводів. Випускають у вигляді листів товщиною 0,4; 0,6; 0,8; 1,5; 3; 4; 4,5 і 6 мм, розмірами 300/400, 400/500, 500/500, 750/1000, 1000/1500, 1500/1500, 3000/1500 мм.

Для забезпечення щільності з'єднання перед встановленням прокладки змочують у гарячій воді і змазують графітом, замішаним на натуральній оліфі.

Пароніт марки ПМБ (маслобензостійкий) товщиною 1...4 мм використовують для ущільнення з'єднань на газопроводах тиском до 1,2 МПа.

Гуму маслобензостійку товщиною 3....5 мм використовують для ущільнення з'єднань на газопроводах тиском до 0,6 МПа.

Алюміній (ДСТ 21631-76* Е або ДСТ 13726-78* Е) товщиною 1...4 мм застосовують для ущільнення з'єднань при всіх тисках газу.

Мідь (ДСТ 495-77*) марки М1, М2 товщиною 1...4 мм використовують для ущільнення на газопроводах усіх тисків, крім газопроводів, які транспортують сірчистий газ. Необхідна товщина листів та призначення матеріалів залежно від марки наведена в табл. В1 додатку В.

Лак бітумний БТ-577 застосовують для антикорозійного захисту металевих поверхонь і виготовлення алюмінієвої фарби. Його наносять фарборозпилювачем, розводять бензином, сольвентом, скипидаром або їх сумішшю.

Білила свинцеві густотерті служать для фарбування виробів, які експлуатуються в атмосферних умовах, і з'єднання газопровідних труб. Білила являють собою олійну фарбу, що складається з водяної пасти свинцевого білила, або її суміші з наповнювачем, затертій на натуральній оліфі або рослинній олії.

Білила цинкові густотерті застосовують після розведення натуральною оліфою як атмосферостійке покриття, і для змащення льняного пасма при ущільненні нарізних з'єднань газопровідних труб.

Грунтовка ФЛ-03К червоно-руда (ДСТ 9109-81*) використовується для ґрунтування поверхонь з металу і дерева виробів під покриття емаллю.

Ацетон технічний - безбарвна прозора рідина, служить для знежирення поверхонь, а також розведення лаків і емалей.

Сурик свинцевий - важкий порошок яскравого червоно-жовтогарячого кольору. При розведенні натуральною оліфою (у співвідношенні 2:1 за масою) використовують для змащення льняного пасма, як ущільнювач різьбових з'єднань трубопроводів газопостачання, при температурі до 105⁰ С.

Сурик залізний складається з окису заліза з домішками глинистих речовин і кварцу. Застосовують для ґрунтування і нанесення верхнього шару при фарбуванні сталевих конструкцій.

Лак кам'яновугільний - розчин кам'яновугільного пеку в ароматичних з'єднаннях. Застосовують для покриття чавунних і сталевих конструкцій і виробів для запобігання корозії.

Оліфа натуральна льняна і конопельна виробляється з льняної чи конопельної олії з введенням прискорювачів висихання (сикативів). Служить для виготовлення і розведення густотертих фарб, а також як самостійний матеріал для малярських робіт і розчинення.

Фарби масляні кольорові густотерті являють собою суміш пігментів і наповнювачів, затертих на натуральній оліфі. Їх застосовують для покриття поверхні виробів, запобігання корозії конструкцій і створення помітного фарбування. Такі фарби атмосферостійкі.

Для розведення лакофарбових матеріалів використовують оліфу і скипидар; для розведення ґрунтовки і малярських фарб - сольвент кам'яновугільний, бензин-розчинник, ксилол.

Ґрунтовно-захисна фарба ПФ-132МР «ФЕРРОКОР^{тм}» використовується для антикорозійного захисту металевих конструкцій, які експлуатуються на відкритому повітрі (надземних газопроводів).

Ґрунтовно-захисна фарба ПФ-132МР «ФЕРРОКОР^{тм}» виготовляється на основі алкідного (пентафталевого) лаку, що забезпечує стійкість до атмосферних впливів, твердість і

еластичність плівки. Антикорозійні властивості фарби досягаються за рахунок введення до її складу порошкового модифікатора іржі, антикорозійних пігментів і наповнювачів.

До складу цієї фарби входить порошковий перетворювач іржі, в результаті чого фарба:

- при нанесенні на іржу вступає в хімічну взаємодію з поверхнею, що фарбується;
- локалізує корозійний процес;
- забезпечує високу адгезію (причепливість) до іржавої поверхні.

Ця фарба виконує функцію універсальної ґрунтовки, може також використовуватися як самостійне атмосферостійке покриття. Фарбування поверхні в два-три шари забезпечує довговічне атмосферостійке покриття (до 10 років). Фарба «ФЕРРОКОР» при необхідності розбавляється уайт-спіритом.

Спеціальні змащення застосовують для нормальної роботи устаткування та арматури. Вони забезпечують герметичність затвору і зменшують зношення ущільнювальних поверхонь, підвищують опір корозії і полегшують керування арматурою. Для запірної арматури на газопроводах застосовують мастильні матеріали, нерозчинні в газі, з високою температурою краплеутворення. Широке застосування в газовому господарстві дістали крани з примусовим змащенням, у яких змащення закладається в канал хвостовика пробки. Шляхом вкручування натискного болта змащення продавлюється в ущільнювальні канали і забезпечує герметичність поверхонь пробки і корпусу крана. Для ущільнення таких кранів застосовують кальцієве змащення на касторовій олії, а для ущільнення вузлів тертя при температурі до 135⁰ – універсальне тугоплавке змащення. У табл. В2 додатку В наведені найбільш розповсюджені спеціальні змащення для газової арматури.

1.3.2. Ізоляційні матеріали

Мастильні покриття. Як захисні покриття застосовують бітумно-полімерні, бітумно-мінеральні, полімерні, етиленові, а також покриття на основі бітумно-гумових мастик за ДСТ 15836-79, виготовлені на спеціалізованих заводах.

Мастика заводського виготовлення марок МБР-90 і МБР-100 поставляється в бітумних мішках або картонних барабанах з внутрішнім покриттям, що перешкоджає прилипанню мастики до тари. Мастика марок МБР-65, МБР-75 поставляється упакованою в картонні барабани, а також у дерев'яних чи сталевих бочках.

На кожному упакованні повинна бути прикріплена етикетка або поставлений незмивний штамп з вказівкою підприємства-виготовлювача, марки мастики і номера партії.

Полімерні липкі стрічки використовують для ізоляції підземних газопроводів усіх тисків при будівництві міжселищних газопроводів і підвідних газопроводів.

Нанесення полімерних покриттів. Покриття з полімерних липких стрічок або «бутил-кору С» можна наносити після осушення та очищення від заусениць і виступів поверхні ізольованих труб. Для нанесення покриття з полімерних липких стрічок можуть бути використані: лінії ГТБ-1 і ГТБ-2 після спеціальної переробки шпυль для здійснення необхідного натягу липкої стрічки; ізоляційні машини, що випускаються для подальшого нанесення на труби полімерних липких стрічок і захисних обгортки механізованим способом і обладнані чотирма шпυлями: для ізоляції труб діаметром 57...144мм - ПІВ-1 і ПІВ-2; діаметром 189...529мм - ІМ-23, ІМ-2А, ІМ-521; діаметром 631...1200 мм - ІМ-17, ІМЛІ-7М, ІМ-121; діаметром 1020...1420 мм - МІЛ-1442.

Ізоляційні роботи на місцях будівництва підземних споруд. Зони зварювальних з'єднань труб, у місцях пошкоджень захисних

покриттів підземних споруд, а також фасонні частини ізолюють такими ж мастильними матеріалами з армуючими шарами або липкими стрічками, що і трубопроводи.

Для забезпечення надійного прилипання нанесеного захисного покриття в зоні зварювальних з'єднань з наявним на трубі мастильним покриттям необхідно край захисного покриття, що примикає до звареного шва, зрізати на кінці на 15...20 см. Міцно приклеєну обгортку з невологостійких матеріалів зскрібають ножом або видаляють, змочуючи розчинником. Потім зрізане конусом покриття зачищають так, щоб воно було гладким і рівним. На очищену (у вигляді конуса) поверхню покриття наносять пензлем чи розпиленням шар ґрунтовки (без згустків, пропусків і потьоків). Після висихання ґрунтовки мастику наносять вручну, обливаючи стик у три шари з лейки і розтираючи мастику в нижній частині труби рушником.

Як армуючі обмотки для мастичних покриттів на бітумній основі при обробці ємкостей, ремонті місць пошкоджень захисних покриттів, а також на фасонних частинах допускається застосовувати бризол. Армуючою обмоткою в мастичних покриттях на кам'яновугільній основі служать склополотно та інші матеріали.

При ізоляції стиків полімерними липкими стрічками на зварювальний шов для додаткового захисту по ґрунтовці наносять один шар липкої стрічки шириною 100 мм; потім стик і зачищене конусом покриття обертають (з натягом і обтисненням) двома-трьома шарами липкої стрічки. При цьому стрічка не повинна на 2..3 мм доходити до обгортки з підвищеною вологонасиченістю. На полімерну липку стрічку накладають захисну обгортку. При нанесенні захисного покриття з полімерних стрічок на ділянках стиків і пошкоджень необхідно стежити за тим, щоб переходи до існуючого покриття були плавними із напуском не менше 10 см.

Напуск витків у захисного покриття з липких стрічок повинен бути не менше 2 см. При пошаровому нанесенні стрічки напуски суміжних шарів не треба розташовувати один над одним.

При ізоляції фасонних частин зі складною конфігурацією допускається замість зовнішньої обгортки покривати верхній шар мастики крейдовою чи вапняною емульсією.

Захист надземних газопроводів. Надземні газопроводи захищають лакофарбовими покриттями з двома-трьома шарами ґрунтовки і двома шарами емалі або лаку. Як ґрунтовку застосовують ФЛ-03К, ФО-013, ХС-010, ВЛ-08, ЕП-00-10. Рекомендується для фарбування використовувати емалі типу ХВ-125, ХВ-124, ХСЛ, лак ПФ-170. Застосовують також розчинник Р-4 і сольвент кам'яновугільний.

Усі лакофарбові покриття повинні витримувати зміну температури зовнішнього повітря і вплив атмосферних опадів.

Прокладки і підкладки для ізоляції надземних газопроводів від металевих і залізобетонних конструкцій виготовляють з поліетилену ДСТ 16338-85* Е або інших матеріалів, рівноцінних поліетилену за діелектричними властивостями.

1.3.3. Сучасні ізоляційні матеріали

Останнім часом для захисту підземних сталевих газопроводів від корозії застосовують захисні покриття дуже посиленого типу. Конструкція (структура) їх залежить від основи ізоляційних матеріалів.

Структура захисного покриття дуже посиленого типу на основі мастик наведена в табл. В3 (див. додаток), а графічне зображення - на рис. 16.

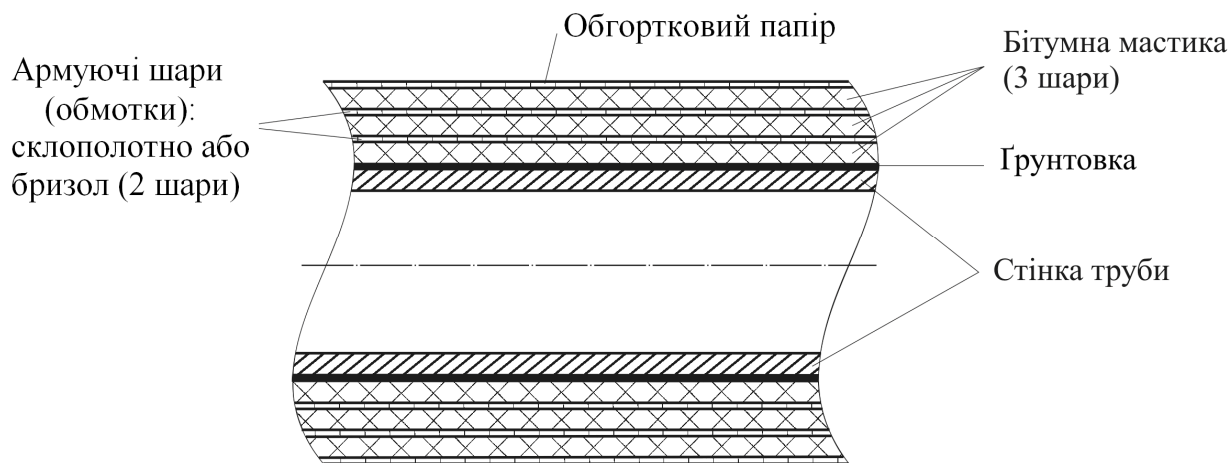


Рис.16 – Структура захисного покриття дуже посиленого типу на основі бітумних мастик

Сучасні ізоляційні матеріали із структурою покриття посиленого типу забезпечують надійний захист газопроводів від усіх видів корозії.

Широке застосування з цією метою отримали такі матеріали: ґрунтовка (праймер), бітумно-гумові мастики МРБ, кам'яновугільна мастика “Катизол”, ґрунтовка “Катилак”, бітумно-мінеральна мастика “Сомастик”.

Ґрунтовка (праймер) – застосовується для створення адгезії між захисним покриттям і сталевою поверхнею трубопроводу. Її вибирають залежно від основи захисного покриття і призначення трубопроводу.

Типи ґрунтовок: ГТ-760ІН, ГТ-831ІН, ГРБІ-1, ГРБІ-2 ТУ88 Україна 264-56-92. Це універсальні ґрунтовки як для бітумних, так і для стрічкових покриттів. Склад: синтетичний каучук, нафтовий бітум, інгібітор, термореактивна смола, розчинник. До складу ґрунтовок ГРБІ додатково входить бутилкаучук.

Бітумно-гумові мастики МРБ ДСТ 15836-79. Складається з бітуму (~88-93%), наповнювача – гумова крихта (~5-10%), олії зеленої (~5-7%).

Для приготування мастик використовують бітуми таких марок:

- бітум нафтовий ізоляційний БНІ-ІІІ, БНІ-ІV, БНІ-V ДСТ 9812;

- бітум нафтовий будівельний БН50/50, БН70/30, БН90/10 ДСТ 6617.

У зимовий період року застосовують бітуми марок БНІ-ІІІ, БНІ-ІV, БН50/50, БН70/30, а в літню пору - БНІ-V, БН90/10.

Склад мастики уточнюється при її виготовленні залежно від марки застосовуваного бітуму. Мастики залежно від температури розм'якшення підрозділяються на марки МРБ-65, МРБ-75, МРБ-90 та інші.

Як армуючі обгортки для мастичних покриттів застосовують склополотно марок УВ-К, УВ-Г, ПСМТ, ПСМК. Склополотно – рулонний матеріал зі скляних ниток, скріплених синтетичними сполучними: карбомідна смола, полімерно-ацетатна емульсія, каучуковими латексами. Допускається застосування бризолу як матеріалу для армуючих обмоток при виконанні ізоляційних робіт (зварені стики, виконання дрібного ремонту ізоляції) у трасових умовах. Бризол – безосновний рулонний матеріал виготовлений методом вальцювання і наступною перевіркою товщини, що складається з нафтового бітуму, дробленої гуми, пластифікатора. Застосовують дві марки бризолу БР-С (середня міцність) і БР-П (підвищена міцність).

Для зовнішньої обгортки покриттів на основі бітумних мастик застосовують обгортковий папір марки А ДСТ8273.

Залежно від наповнювача бітумні мастики можна розділити на бітумно-атактичну, бітумно-полімерну – додається атактичний поліпропілен на основі високоякісних бутилів (поліден-бітудієн, бітулен-90), бітумно-азбо-полімерну (крім атактичного поліпропілену додається азбестовий порошок).

Грунтовка «Катилак» застосовується як ґрунтовочний матеріал, а *кам'яновугільна мастика «Катизол» ТУ204-1088-80* забезпечує адгезію між покриттями і трубами.

Структура їх нанесення аналогічна наведеним на рис. 16.

Бітумно-мінеральна мастика «Сомастик» являє собою щільну суміш, що наноситься методом екструзії у вигляді рівномірного безшовного покриття товщиною 2,5-3,0 мм. Склад її : бітум БНІ-IV ДСТ9812 чи БН70/30 ДСТ6617 – 10%; пісок будь-якої групи ДСТ8736 – 78%; пилоподібний наповнювач (вугільна зола) – 10%; азбестовий порошок №7 ДСТ12871.

Поліетиленові покриття – наносять на труби методом екструзії у вигляді рівномірного безшовного покриття товщиною 2,5-3,0 мм.

Це екструдований поліетилен ТУ В 13457882.001-2001 на основі севілена.

Напилений поліетилен – застосовують як основний шар ізоляції на основі термо-світло-стабільних композицій порошкового поліетилену низького чи високого тиску відповідно до Держстандарту 16337-77, 16338-85.

Полімерні стрічки – наносять на газопроводи холодним способом у такій послідовності: ґрунтовка поверхні труби - стрічка (2 шари) - захисна обгорткова стрічка (1 шар).

Існує декілька видів полімерних липких стрічок:

- полімерна липка стрічка ЛДПЛ ТУ88У264-06-93, захисна стрічка ЛДПЛ-О ТУ88У264-07-93, ґрунтовка ГРБІ;
- стрічка поліетиленова «Полікен» ТУ102-500-90, захисна стрічка «Полікен-О» ТУ102-501-91, ґрунтовка П-001 ТУ102-612-92;
- стрічки полівінілхлоридні: ПВХ-Л ТУ102-320-86, ПВХ ТУ6-00-0023594-13-92, ПВ ТУ6-19-103-89, ПВХ-БК ТУ102-166-82 як захисні стрічки можуть застосовуватися плівка „ПЕКОМ” ТУ102-842-86, ПДБ ТУ21-27-49-89, „БІКАРУЛ” ТУ102-38-89, ґрунтовка ГТ-760 ІН.

У табл. 2 наведені стрічки імпортного виробництва.

Таблиця 2 – Стрічки імпортного виробництва для антикорозійного покриття підземних газопроводів

Найменування стрічки	Захисна обгорткова стрічка	Ґрунтовка	Виробництво
„Полікен” 980-2Б	„Полікен” 955-25	„Полікен” 919	США
„Полікен” 989-20	„Полікен” 956-30	„Полікен” 929	США
„Плайкофлекс” 450-60	„Плайкофлекс” 650-25	„Плайкофлекс” 125	США
„ТЕК-РАП” 240-25	„ТЕК-РАП” 260-25	„ТЕК-РАП” 200	США
„Нітто” 53-635	„Нітто” 56-РА-4	„Нітто” В-300	Японія
Фурукава „РАПКО Тэйп” НМ-2	Фурукава „РАПКО Тэйп” Р-2345	„РАПКО КОАТ” 16	Японія
Фурукава „РАПКО Тейп” МТ-1025	Фурукава „РАПКО Тейп” Р-2345	„РАПКО КОАТ” 16	Японія
„Альтене” 100-25	„Альтене” 205-25	„Альтене” Р 19	Італія

Ізоляційні покриття „DENSO” (Німеччина)

Продукція фірми „DENSO” використовується для ізоляції підземних газопроводів у всьому світі. Ізоляційні матеріали „DENSO” дозволені для застосування на території України.

DENSOLEN® система S25HT/R25HT – це двохстрічкова система для антикорозійного покриття сталевих труб і зварювальних стиків, що застосовуються при високоагресивних умовах і високому механічному навантаженні. Складається з DENSOLEN праймера, DENSOLEN – стрічки S25HT, DENSOLEN – стрічки R25HT. Стрічку наносять на газопровід намотувальною машиною цієї фірми (рис.17).



Рис.17 – Нанесення стрічки на газопровід

DENSOLEN праймер HT, HT25, MT – це розчин бутилкаучуку і неомілюваних смол в уайт-спіриті. Придатний для сталі і кольорових металів, сумісний з покриттями з поліетилену, поліуретановими покриттями і бітуму (кам'яновугільної смоли).

DENSOLEN-стрічка S25HT – тришарова стрічка з несучим шаром зі стабілізованого поліетилену високої щільності і бутилкаучуком на обох боках. Стрічка S25HT цілком зростається в зоні напуску й утворює монолітне покриття.

DENSOLEN-стрічка R25HT – двошарова стрічка з несучим шаром зі стабілізованого поліетилену високої щільності і бутилкаучуком з одного боку, повністю зростається з внутрішньою *DENSOLEN-стрічкою S25HT*.

Завдяки шарам з поліетилену і бутилкаучуку, що чергуються, системи *DENSOLEN S/R* володіють високим механічним опором і практично не пропускають водяну пару, кисень і двоокис вуглецю. Крім цього захисні *DENSOLEN* системи чинять опір ґрунтовим бактеріям і електролітам.

DENSOLEN –шпаклівка WP – постійно пластична маса бутилкаучуку ручного формування для вирівнювання нерівних поверхонь.

DENSOLEN–захисний килим DRM-PP – синтетичний матеріал з пінополіуретану, який зм'якшує удари та навантаження, і підвищує вплив, передбачений для додаткового механічного захисту *DENSOLEN* покриттів.

DENSOMAT[®] – намотувальні машини ручного виконання, дозволяють виконати спіралеподібне нанесення матеріалу на труби і коліна, забезпечуючи рівномірний натяг і ширину напуску як у польових, так і в базових умовах (рис. 18-23) – зразки намотувальних машин.

Намотувальні машини „*DENSOMAT*[®] 1” (рис. 18) і „*DENSOMAT*[®] міні” (рис. 19) застосовують для нанесення стрічки

на зварювальні стики, коліна і короткі відрізки газопроводу. Ширина стрічки –50/100 мм, діаметр труби - від 80 мм.



Рис. 18 – „DENSOMAT® 1”

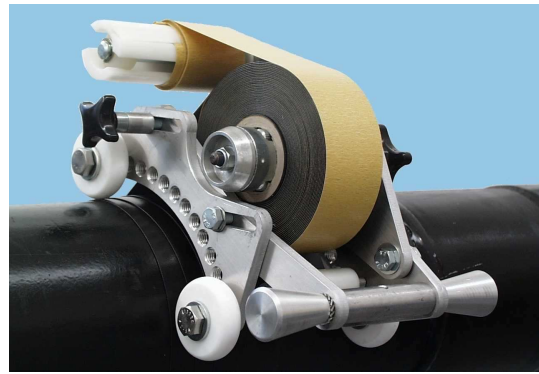


Рис. 19 – „DENSOMAT® міні”

„DENSOMAT® KGR Юніор” (рис. 20) – наносить стрічки шириною 100 мм на зварювальні стики, коліна та середні відрізки на труби діаметром від 40 мм. „DENSOMAT® 510” (рис. 21) – ізолює обертову трубу в заводських або польових умовах діаметром від 20 до 50 мм. Ширина стрічки 50/100 мм.



Рис. 20 – „DENSOMAT® KGR Юніор”

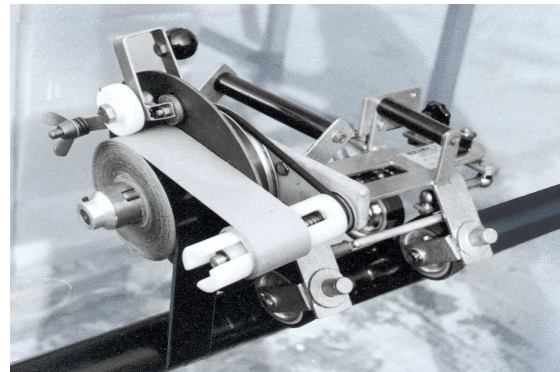


Рис. 21 – „DENSOMAT® 510”

Стрічки шириною від 100 до 150 мм в заводських або польових умовах наносить машина „DENSOMAT® 520” (рис. 22) на труби діаметром від 50 до 150 мм. Для обмотки зварювальних стиків і повних відрізків газопроводу з шириною стрічки 100 мм і діаметром труби від 200 мм застосовують машину марки „DENSOMAT® 11” (рис.23)

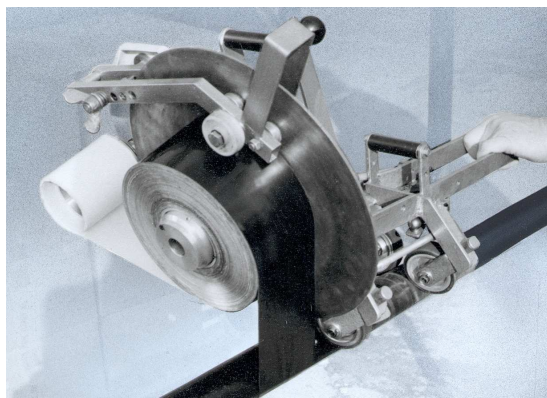


Рис. 22 – “DENSOMAT[®] 520”



Рис. 23 – „DENSOMAT[®] 11”

Поліуретанове покриття DENSOLID[®] FK2

„DENSOLID FK2” – двокомпонентне поліуретанове антикорозійне покриття без розчинників і кам'яновугільної смоли. Наносять розпиленням у гарячому стані на підземні сталеві труби, арматуру і ємкості (рис. 24).



Рис.24 – Нанесення антикорозійного покриття „DENSOLID FK2”

„DENSOLID FK2” є швидкотвердіючим двокомпонентним поліуретановим покриттям без розчинників. DENSOLID FK2 наносять на голу сталеву поверхню розпиленням у гарячому стані. До достоїнств „DENSOLID FK2” можна віднести низьке катодне відшарування, високу твердість і одночасно гарну пружність, що забезпечує максимальну стійкість до механічних пошкоджень. Основні компоненти антикорозійного поліуретанового покриття наведені в табл. 3, а властивості при нанесенні – в табл. 4.

Поверхня, що покривається вищеназваним матеріалом, повинна бути чистою, сухою, без пилу і жиру, бо всі забруднення

негативно впливають на адгезію. Шорсткість поверхні перед покриттям має складати від 50 до 70 мк.

Таблиця 3 – Основні компоненти антикорозійного поліуретанового покриття

	Компонент А	Компонент В
Колір	Чорний	Жовтий (прозорий або ледве мутний)
Стан	Пастоподібне	Рідке
Щільність (230 С)	~1,4 г/см ³	~1,2 г/см ³

Таблиця 4 – Властивості при нанесенні

Пропорція суміші (А:В)		За масою	100:37	
		За об'ємом	70:30	
Час нанесення			20 ⁰ С	60 ⁰ С
			~120 с	~30 с
Час затвердіння				
	Сухе при доторканні		~20 хв	~2 хв*
	Можна штабелювати		~8 год	~10 хв*
Температура нанесення	Поверхня, що покривається		>10 ⁰ С; не менше 3 ⁰ С вище точки роси	
	Матеріал		40-80 ⁰ С	
	Компонент А (рекомендована)		60-70 ⁰ С	
	Компонент В (рекомендована)		40-60 ⁰ С	
Поверхня сталі	Ступінь чистоти (ISO 8501-1)		не менше Sa 2½	
	Шорсткість		50-70μм	
Відносна вологість			<70%	
Товщина шару на вертикальній поверхні			До 2 мм за одну робочу операцію	
Витрата			~1,5 кг/мм · м ² без урахування втрат	

*Примітка: Торкатися або штабелювати можна тільки після охолодження нижче +30⁰ С.

Стрічка – герметик на основі матеріалу «Абрис 3» (Росія)

Стрічка ЛТ (ПЕКОМ) – рулонний матеріал, з одного боку вкритий антиадгезійним папером, а з другого – армуючим

матеріалом. Являє собою шар герметизуючого матеріалу «Абрис 3» товщиною 2,3 мм армований міцним покриттям з термо-світло-стабілізуючого поліетилену (ПЕКМ). Володіє високою клейкоздатністю при будь-якій температурі повітря (температурний діапазон використання від -60° до $+150^{\circ}$ C), не пропускає вологу, має опір ґрунтовим електролітам, відсутнє катодне відшарування. Може наноситися без праймірування як ручним, так і машинним способом. Стрічка сумісна з покриттями з поліетилену і бітуму.

Стрічка ЛБ –це шар матеріалу «Абрис 3» (постійнопластична маса) з двох сторін вкритий антиадгезійним папером. Може використовуватися як шпаклівка – для вирівнювання нерівних поверхонь і як додатковий адгезивний підшар.

Для поліпшення адгезивних властивостей цих стрічок можна додатково як ґрунтовку використовувати мастику ГМ-Б.

Ці стрічки застосовують для ремонту старої бітумної ізоляції на магістральних газопроводах. Їх можна використовувати для ремонту ізоляції ділянки газопроводу високого тиску Ø1020 і ділянки газопроводу середнього тиску Ø720.

Термоусадочні стрічки на основі поліетилену

Двошарова термоусадочна стрічка з термозорстким адгезивом «Термізол» ТУ В88.264.022-95 являє собою рулонний полімерний матеріал, що складається з двох неподільних шарів, які зовні відрізняються за кольором. Зовнішній (захисний) шар виконаний з поліетиленової композиції, внутрішній (клеювий) – з легкоплавкої композиції на основі сополімеру етилену з вінілацетатом. Стрічку «Термізол» наносять на попередньо очищену і нагріту до $80-110^{\circ}$ сталеву трубу. При нагріванні стрічки на трубі клейовий шар плавиться, заповнюючи нерівності на поверхні металу, а поліетиленова плівка термоусаджується і щільно притискає адгезив, завдяки чому виходить суцільне покриття. Основними перевагами «Термізолу» є:

- висока адгезія до поверхні металу;
- підвищена ударо- і теплостійкість;
- механічна міцність;
- при транспортуванні труб не потрібні спеціальні способи захисту від механічних пошкоджень.

Ізоляцію зварювальних стиків можна проводити як самою стрічкою «Термізол», так і термоусадочними манжетами МТД-97 технічні умови (ТУ) В 20621572.010-98.

Аналогічними властивостями володіють термоусадочні стрічки ДТЛ-91 „ТЕМП”.

Для ізоляції зварювальних стиків крім манжет МТД-97 також використовують термоусадочні манжети „ТЕМП УКВ”, „RAYCHEM” (Німеччина), „NEO COVER” (NITTO Японія).

Контрольні запитання

1. Назвіть прокладочні й ущільнювальні матеріали, що застосовуються при будівництві газопроводів.
2. Які лакофарбові матеріали Ви знаєте?
3. Що собою являє ґрунтовочно-захисна фарба “Феррокор”; її переваги перед іншими фарбами?
4. Які спеціальні змащення Ви знаєте? Для чого їх застосовують?
5. Назвіть мастильні матеріали.
6. Опишіть структуру захисного покриття посиленого типу.
7. Назвіть види мастик, що застосовуються для ізоляції газопроводів.
8. Яке основне призначення продукції фірми DENSO, її види?
9. Для чого застосовують стрічку-герметик на основі матеріалу “Абрис 3”?

1.4. Поліетиленові труби і з'єднувальні деталі до них

1.4.1. Загальні відомості про полімери

Аварії на газопроводах найчастіше виникають через руйнування сталевих труб. Основною причиною руйнування є корозія металу. З метою збільшення терміну експлуатації газопроводів виникає необхідність застосування полімерних труб.

Полімерами називають речовини, молекули яких складаються з великої кількості елементарних ланок (мономерів) однакової структури. Властивості цих речовин визначаються хімічним складом молекул і їх взаємним розташуванням та будовою.

Макромолекула полімеру – це ланцюг, що складається з окремих ланцюжків. Поперечний переріз ланцюга дорівнює кільком ангстремам, а довжина – кільком тисячам ангстрем. Тому макромолекулам полімеру властива гнучкість, що є однією з основних їх особливостей.

Натуральний каучук, целюлоза, слюда, азбест, природний графіт є природними полімерами. Однак основну групу становлять синтетичні полімери, які отримують у процесі хімічного синтезу з низькомолекулярних сполук. Синтезом можна отримувати полімери з різноманітними властивостями і навіть створювати матеріали із заздалегідь заданими характеристиками (властивостями).

Своєрідність властивостей полімерів зумовлена структурою їх макромолекул. За формою макромолекул полімери поділяються на:

- лінійні (ланцюгові);
- розгалужені;
- сітчасті (плоскі, просторові).

Лінійні макромолекули полімеру мають довгу зигзагоподібну форму або є закрученими в спіраль ланцюжками. Гнучкі макромолекули з високою міцністю вздовж ланцюга і слабкими

міжмолекулярними зв'язками забезпечують еластичність матеріалу, здатність його розм'якшуватися при нагріванні, а при охолодженні знову тверднути. Більшість таких полімерів розчиняються у певних розчинниках. Лінійні полімери є найбільш придатними для отримання волокон і плівок (наприклад, поліетилен, поліаміди та ін.).

Сітчасті (просторові) полімери мають високу пружність (наприклад, м'які гуми). Густосітчасті (просторові) полімери відрізняються твердістю, підвищеною теплостійкістю, нерозчинністю.

Полімери можуть бути в аморфному й кристалічному стані. При переході полімеру з аморфного до кристалічного стану суттєво змінюються його фізико-механічні властивості, підвищуються міцність та теплостійкість.

До полімерів, що кристалізуються, відносяться поліетилен, поліпропілен, поліаміди тощо. Кристалізація їх здійснюється в певному інтервалі температур. За звичайних умов повної кристалізації не відбувається. У зв'язку з цим реальні полімери мають двофазну структуру: нарівні з кристалічною фазою є і аморфна. Кристалічний стан надає полімеру підвищену теплостійкість і велику міцність.

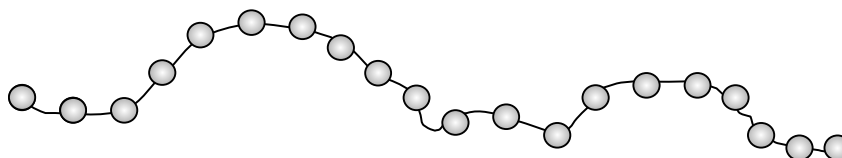
За відношенням до нагріву полімери поділяються на термопластичні й термореактивні:

- *термопластичні* полімери при нагріванні розм'якшуються (навіть плавляться), а при охолодженні тверднуть. Цей процес є зворотнім. Структура макромолекул таких полімерів лінійна або розгалужена (рис.25, а, б). типовими представниками термопластів є поліетилен, полістирол, поліаміди та ін.;

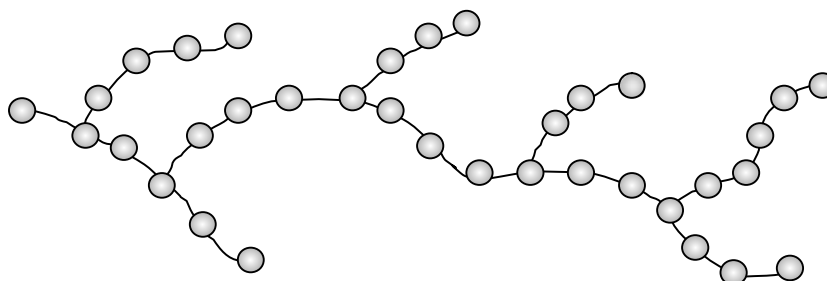
- *термореактивні* полімери на першій стадії утворення мають лінійну структуру і при нагріванні розм'якшуються, потім

внаслідок хімічних реакцій тверднуть (утворюють просторову структуру (рис. 25, в)) і надалі залишаються твердими. Твердий стан полімеру називається *термостабільним*. Прикладом термореактивних полімерів можуть слугувати фенолформальдегідна, гліфталева та інші смоли.

а) лінійна



б) розгалужена



в) сітчаста
(просторова)

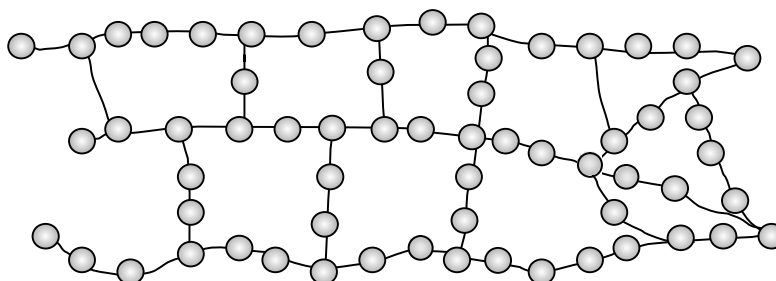


Рис. 25 – Форми макромолекул полімерів

Механічні властивості полімерів (міцність, пружність) залежать від структури, фізичного стану, температури тощо. Полімери можуть знаходитися у трьох фізичних станах: склоподібному, високоеластичному і в'язкотекучому:

- *склоподібний* стан характеризується тим, що атоми, які входять до складу молекулярного ланцюга, здійснюють коливальні рухи навколо положення рівноваги; рух ланцюгів і переміщення макромолекул не відбувається;

- *високоеластичний* стан властивий тільки полімерам і характеризується здатністю матеріалу до великих зворотних змін форми при невеликих навантаженнях (ланцюги коливаються і макромолекула набуває здатності згинатися);
- *в'язкотекучий* стан нагадує рідкий стан, але відрізняється від нього дуже великою в'язкістю. Зі зміною температури лінійний або розгалужений полімер може перейти з одного фізичного стану в інший.

Графічна залежність деформації, що розвивається за певний час при заданому напруженні від температури називається *термомеханічною кривою* (див. Г1 додатку Г). При температурі нижче $t_{кр}$ полімери є крихкими. Температура t_c відповідає температурі їх склування. Полімери з просторовою структурою перебувають тільки в склоподібному стані. Дрібносітчаста структура дозволяє отримувати полімери в склоподібному і високоеластичному станах. Високоеластичний стан характеризується значними зворотними деформаціями. На ділянці, що відповідає цьому стану, розвиваються пружна і високоеластична деформації. Кристалічні полімери при температурі нижче температури плавлення (кристалізації) t_k є твердими. Поблизу точки t_r , крім пружної і високоеластичної, виникає також пластична деформація. Для кристалічних полімерів (поліетилен, поліамід, поліетилен-терефталат тощо) залежність напруження від деформації визначається температурою. Зі зміною температури характер кривих змінюється, і при $t < t_c$ він подібний до кривих, характерних для склоподібних полімерів.

Усі полімери в температурному інтервалі $t_c - t_r$ перебувають у високоеластичному стані.

Температура t_x відповідає хімічному розкладу дрібносітчастого полімеру (гуми).

Старіння полімерів. Під старінням полімерних матеріалів розуміють незворотну зміну найважливіших технічних характеристик, що відбуваються внаслідок складних хімічних і фізичних процесів, які розвиваються в матеріалі при експлуатації і зберіганні. Причинами старіння є світло, теплота, кисень, озон та інші немеханічні чинники. Старіння прискорюється при багаторазових деформаціях. Менш істотно на старіння впливає волога. Розрізняють старіння *теплове, світлове, озонне, атмосферне.*

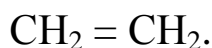
Суть процесу старіння полягає у складній ланцюговій реакції, що протікає з утворенням вільних радикалів та супроводжується деструкцією (руйнуванням зв'язків між атомами й молекулами) і структуруванням полімеру. Звичайно старіння є результатом окислення полімеру атмосферним киснем. Якщо переважає деструкція, то полімер розм'якшується і виділяються летючі речовини.

При структуруванні підвищуються твердість, крихкість, спостерігається втрата еластичності. При температурах 200...500⁰С і вище відбувається термічне розкладання органічних полімерів, що супроводжується випаровуванням летких речовин.

1.4.2. Виробництво поліетилену

З нафти за допомогою технологічного процесу, який має назву крекінгу, отримують етилен.

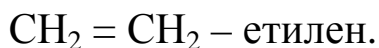
Етилен є основою для одержання поліетилену. Він складається з двох атомів вуглецю і чотирьох атомів водню



Крекінг нафти здійснюється за допомогою водяної пари протягом 0,2 секунди. Процес перетворення етилену в поліетилен називається *полімеризацією.*

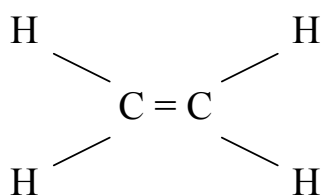
Під час полімеризації молекули етилену перетворюються в молекули поліетилену.

На базі простої речовини - етилену, що складається з двох атомів вуглецю і чотирьох атомів водню, одержують набагато більш складну хімічну речовину – поліетилен:

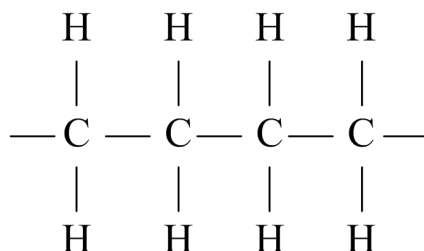


У ході полімеризації молекули етилену перетворюються в молекули поліетилену.

До полімеризації:



Після полімеризації:



Таким чином, поліетилен складається з великих молекул, що являють собою довгі вуглеводневі ланцюги, які можуть бути лінійними чи розгалуженими.

Залежно від ступеня розгалуженості одержують поліетилен з різними характеристиками.

За способом виробництва розрізняють поліетилен низького, середнього й високого тиску. Розкриття в поліетилені подвійних зв'язків між атомами вуглецю вперше було одержане при високому тискові (10,0-35,0 МПа) і температурі 200-300 °С в розплаві в присутності ініціаторів (кисню або органічних перекисів) за радикальним методом. Такий поліетилен назвали поліетиленом високого тиску (ПЕВТ) або низької щільності (скорочено ПНЩ).

Поліетилен, отриманий способом високого тиску, має середньовагову молекулярну масу 80000-500000 мг, ступінь кристалічності 50-60% і щільність 920-930 кг/м³. Поліетилен, отриманий при тиску нижче 4,0 МПа і температурі 80 ° С при полімеризації в суспензії, називається поліетиленом низького тиску (ПЕНТ та ПНТ) або високої щільності (ПВЩ). Тут утворюються менш розгалужені й більш довгі молекули. Середньовагова молекулярна маса знаходиться в межах 80000-5000000 мг, ступінь кристалічності 50-65%, щільність 940-960 кг/м³.

Виконують також полімеризацію етилену третім способом (при тиску 3-4 МПа і температурі 150 ° С з використанням оксидів металу змінної валентності). Такий поліетилен називається поліетиленом середнього тиску (ПЕСТ) або середньої щільності (ПСЩ). Він характеризується найбільш високими показниками міцності, його щільність 960 кг/м³, молекулярна маса 30000-400000 мг, ступінь кристалічності 80-90%.

Деякі спеціалісти до поліетилену середнього тиску відносять полімер з щільністю 945-950 кг/м³, отриманий при середньому тиску. Слід відзначити, що класифікація поліетилену за тиском умовна, оскільки поліетилен, отриманий другим і третім способами, має практично однакову щільність і молекулярну масу. У зв'язку з цим основною характеристикою прийнято вважати метод отримання поліетилену.

Процес полімеризації за умов високого тиску дає змогу одержати розгалужений поліетилен з низькою щільністю. Полімеризацією при низькому тиску різними методами (газофазний, суспензійний, розчинний) одержують лінійний поліетилен середньої щільності. При цьому за рахунок введення сополімерів можна одержати поліетилен різної щільності – від 0,92 до 0,96 г/см³. Марки поліетилену низького тиску виготовляють газофазним методом з використанням замість сополімеру бутену.

Процес перетворення етилену в поліетилен

Для перетворення етилену в поліетилен застосовують установку – резервуар парового крекінгу.

В резервуар подають газоподібний етилен, мікрокристали металів титану та амонію (каталізатори) і гептан.

Під дією температури від 60 до 100⁰С, тиску від 30 до 100 бар, каталізаторів етилен перетворюється в поліетилен. Після випарювання гептану поліетилен схожий на порошок, що зовні нагадує пральний.

Порошок підігрівають до отримання пастоподібної маси. Масу після фарбування пропускають через перфоровану сітку, в результаті чого формуються нитки і гранули. Отримані нитки ріжуть ножем, що обертається. Гранули фасують в мішки з подальшим транспортуванням на підприємства для переробки.

При хімічній модифікації термопластичного полімеру створюються поперечні зв'язки між ланцюжками – так звана зшивка. Фізико-механічні властивості зшитого поліетилену (ПЕ) марок ELTEX TUX 100 і 125 дуже високі. ПЕ ELTEX TUX володіють високими показниками стійкості до повільного і швидкого розтріскування.

Розрізняють три методи зшивки поліетилену: радіаційний (PEX-c), перекісний (PEX-a) і силанольний (PEX-b).

Силанольний метод зшивки має ряд переваг перед іншими методами. Це:

- можливість використання екструдерного обладнання, яке вже існує;
- немає обмежень щодо діаметру труби;
- велика можливість використання традиційних методів зварювання.

Силанольна зшивка протікає наступним чином: краплі води дифундують у поліетиленову матрицю, яка містить силан, викликаючи гідроліз і концентрацію сіланових груп з утворенням сілоксанових поперечних зв'язків між ланцюжками поліетилену. Процес прискорюється під впливом тепла і наявності каталізатора.

Щоб отримати зшитий поліетилен з високою міцністю (EITEX TUX 100 і EITEX TUX 125), спочатку створили нову марку звичайного поліетилену з підвищеною щільністю. Крім цього виникла необхідність модифікації рецептурно-технологічних параметрів отримання привитого полімеру і концентрату, який містить каталізатор зшивки і ряд добавок.

1.4.3. Основні властивості полімерів, що застосовуються для виготовлення труб і деталей

Найчастіше для виготовлення труб застосовують дві групи полімерів:

1. *Термопластичні полімери*, до яких відносяться

- одержані при високому, середньому й низькому тисках, їх сополімери з іншими поліолефінами, а також радіаційно й хімічно зшитий поліетилен;
- поліпропілени (гополімер, блоксополімер, рандом сополімер);
- полібутен;
- полівінілхлорид, хлорований полівінілхлорид;
- фторопласт.

Основу термопластмас складають полімери лінійної або розгалуженої структури, такі як поліетилен. Термопластичні пластмаси застосовують як прозоре органічне скло, високо- і низькочастотні діелектрики, хімічно стійкі матеріали.

Деталі, виготовлені з таких матеріалів, експлуатуються в обмеженому інтервалі температур. При нагріванні до температури

вище $60^{\circ}\dots70^{\circ}$ С починається різке зниження фізико-механічних властивостей пластмаси, хоча більш теплостійкі пластмаси можуть використовуватися при $150^{\circ}\dots250^{\circ}\text{C}$, а полімери з жорсткими ланцюгами і циклічною структурою стійкі до $400\dots600^{\circ}$ С.

Поліетилен – продукт полімеризації етилену, твердий, білого або попелястого кольору, хімічно стійкий. Недоліком його є схильність до старіння. Для захисту від старіння в поліетилен вводять стабілізатори та інгібітори (2 – 3% сажі уповільнюють процеси старіння у 30 разів).

Поліетилен використовують для виготовлення литих і пресованих деталей. Поліпропілен є похідним етилену. Це жорсткий нетоксичний матеріал з високими фізико-механічними властивостями. У порівнянні з поліетиленом цей пластик більш теплостійкий – зберігає форму до температури 150° С. Поліпропіленові плівки міцні і більш газонепроникні ніж поліетиленові, а волокна еластичні, міцні і хімічно стійкі. Недоліком пропілену є невисока морозостійкість (до $-10\dots-20^{\circ}$ С). Поліпропілен використовують для виготовлення труб, конструкцій і деталей автомобілів, мотоциклів, холодильників, корпусів насосів, різних ємкостей тощо.

Полістирол – твердий, міцний, прозорий, аморфний полімер. За діелектричними характеристиками близький до поліетилену, зручний для механічної обробки, добре забарвлюється. Полістирол розчиняється в неполярних розчинниках (наприклад, бензолі), водночас він хімічно стійкий до кислот і лугів; не розчинний у спиртах, бензині, маслах, воді. Недоліком полістиролу є невисока теплостійкість, схильність до старіння та утворення тріщин.

Ударостійкий полістирол має в 3...5 разів більшу міцність на удар і у 10 разів більше відносне видовження порівняно зі звичайним полістиролом.

Вініпласт – неластифікований твердий полівінілхлорид. Вініласти мають високу механічну міцність і пружність. З нього виготовляють труби для подачі агресивних газів, рідин і води, захисні покриття для електропроводки, деталі вентиляційних установок, теплообмінників, захисні покриття для металевих ємкостей, будівельні облицьовувальні плити. Крім того, вініпластом облицьовують гальванічні ванни. Недоліками його є низька міцність і робоча температура під навантаженням ($60..70^{\circ}\text{C}$), великий коефіцієнт лінійного розширення, крихкість при низьких температурах ($t_{\text{кр}}=-10^{\circ}\text{C}$; $t_{\text{т}}=-90...95^{\circ}\text{C}$).

Фторопласт – термічно і хімічно стійкий матеріал. Основним представником полімерів, що містять фтор, є поліфторетилен. Нагрівання до 250°C не впливає на його механічні властивості, тому використовувати фторопласт можна до цієї температури. Руйнування матеріалу відбувається при температурі вище 415°C . Температура склування становить -120°C , але навіть при дуже низьких температурах (до -260°C) пластик не крихтиться. Фторопласт стійкий до дії розчинників, кислот, лугів, окислювачів. Це найбільш високоякісний діелектрик, його діелектричні властивості в широкому діапазоні температур майже не змінюються. Фторопласт має дуже низький коефіцієнт тертя ($f=0,04$), що зберігається до температури 327°C .

Фторопласт застосовують при виготовленні труб для хімікатів, деталей (вентилі, крани, насоси, мембрани), ущільнюючих прокладок, манжет сильфонів, електрорадіотехнічних деталей, антифрикційних покриттів на металах (підшипники, втулки).

Матеріали на основі полімерів при нагріванні і під впливом тиску розм'якшуються, а при охолодженні твердіють і потім стійко зберігають надану їм форму. Саме такі властивості полімерів дають

змогу виготовляти труби і з'єднувальні частини, в тому числі газопровідні.

2. *Термореактивні полімери (реактопласти).* Звичайно реактопласти у чистому вигляді не застосовуються, а використовуються як компоненти композитних матеріалів у сполученні зі скляними, вуглецевими, полімерними та іншими волокнами. Найбільш широко використовують полімерні матеріали, що тверднуть – епоксидна та поліефірна смола.

У цих пластмасах як зв'язуючі речовини застосовують термореактивні смоли, до яких іноді вводять пластифікатори, прискорювачі або уповільнювачі й розчинники. Основними вимогами до зв'язуючих речовин є висока здатність до склеювання (*адгезія*), висока теплостійкість, хімічна стійкість і електроізоляційні властивості, простота технологічної переробки, незначна усадка і відсутність токсичності.

Для виробництва пластмас широко використовують фенол-формальдегідні, кремнійорганічні, епоксидні смоли та різні їх модифікації. Більш високою адгезією до наповнювача володіють епоксидні зв'язуючі речовини, які дозволяють отримувати армовані пластики з високою механічною міцністю. Теплостійкість склопластиків при тривалому нагріванні становить: на кремнійорганічному зв'язуючому – від 260 до 370⁰ С, на фенол-формальдегідному – до 260⁰ С, на епоксидному – до 200⁰С і на поліамідному зв'язуючому – 280...350⁰С.

Важливою властивістю епоксидних смол є їх здатність до твердіння не тільки при підвищеній, але й при кімнатній температурі без виділення побічних продуктів з мінімальною усадкою. Це дає змогу виготовляти з них великогабаритні вироби.

Скловолокніти – складаються зі зв'язуючого матеріалу – синтетичної смоли і скловолокнистого наповнювача. Скловолокно отримують продавлюванням розплавленої скломаси крізь фільтри

(отвори у днищі електропечі). Як наповнювач застосовують суцільне або коротке волокно.

Властивості скловолокна залежать від вмісту в ньому лугу. До термостійких відносяться кварцове, кремнеземне, алюмосилікатне ($t_{пл}=1650...1700^{\circ}\text{C}$) волокна. Скловолокно не горить, хімічно стійке, а також стійке до дії ультрафіолетових променів.

Механічні властивості скловолокна дозволяють пресувати з нього деталі складної форми з металевою арматурою. Матеріал має ізотропні характеристики міцності, які набагато вищі, ніж у прес-порошків і волокнітів.

З усіх різноманітних властивостей поліетилену можна виділити дві: високу хімічну стійкість і нездатність вступати в електрохімічні реакції, завдяки чому виключається можливість появи корозії, яка властива сталі.

Найбільш повно характеризують поліетилен як матеріал, що застосовується для виготовлення труб і з'єднувальних деталей, такі властивості, як *щільність, кліматичне старіння, температурний вплив, опір розтягуванню, опір подовженню, подовжнє розширення, релаксація, дифузійна проникність, теплоізоляційні властивості, опір хімічним впливам, горючість, санітарно-гігієнічні властивості*

Щільність. Якості поліетилену багато в чому визначаються його щільністю. У російських і міжнародних стандартах прийнята наступна класифікація поліетилену за групами щільності, г/см^3 :

- ПНЩ (ПВТ) - поліетилен низької щільності (поліетилен високого тиску) - 0,910-0,925;
- ПСЩ (ПНТ) - поліетилен середньої щільності (поліетилен низького тиску) - 0,926-0,940;
- ПВЩ (ПНТ) - поліетилен високої щільності (поліетилен низького тиску)- 0,941-0,965

Кліматичне старіння. Поліетилен чутливий до ультрафіолетових променів і тепла. Під їхнім впливом змінюється його колір і механічні характеристики, тобто він стає твердішим і тендітним. Ці зміни відбуваються не відразу, а стають помітними тільки після року збереження труб на відкритому повітрі, сонці або у несприятливих кліматичних умовах. Якщо труби укладають в траншеї, то небезпека кліматичного старіння стає мінімальною.

Температурний вплив. При впливі температури поліетилен стає "еластичним", тобто легше піддається деформуванню при застосуванні механічних зусиль. Поліетиленові труби розраховують, беручи до уваги міцність матеріалу. Якщо температура нижче цього значення, то міцність матеріалу підвищується. Це підвищення міцності, як правило, не враховується для з'ясування параметрів трубопроводу, але сам факт підвищення міцності збільшує коефіцієнт запасу труб.

Температура плавлення, при якій поліетилен перетворюється в пастоподібну "рідину", становить 130°C .

Температура розм'якшення - 120°C .

Температура крихкості - мінус 70°C .

Опір розтягуванню. Значення межі текучості є досить важливим, тому що воно вказує на ту межу, досягаючи яку пластична маса зазнає необоротних змін, при цьому відносне видовження складає 16%. Розрив настає при навантаженні в 32 МПа, межа текучості - 19 МПа.

Опір подовженню. Подовження може коливатися в межах від 800 до 1000% зі швидкістю від 50 до 100 мм / хв при температурі 20°C . Величина подовження не постійна і залежить від швидкості розтягування і температури.

Подовжнє розширення. Коефіцієнт розширення поліетилену в десять разів перевищує відповідний коефіцієнт сталі. Коефіцієнт лінійного розширення поліетилену дорівнює 0,15-0,20, тоді як у

сталі - 0,011 мм / м⁰ С. Це треба враховувати при прокладанні трубопроводів з поліетиленових труб і вживати запобіжні заходи.

Релаксація. При постійній деформації, зі збільшенням тривалості її впливу напруження матеріалу зменшується, тому що поліетилен добре адаптується до нового стану.

Дифузійна проникність. Поліетилен може піддаватися дифузійній проникності, яка збільшується з підвищенням температури. Але проникність поліетилену дуже мала – дорівнює 0,6 м³ на один кілометр протягом року.

Теплоізоляційні властивості. Поліетилен має добрі теплоізоляційні властивості. Проте для підземних газопроводів вони не є суттєвими. Коефіцієнт теплопровідності поліетилену 0,36-0,43 Вт / м К.

Опір хімічним впливам. Поліетилен, що застосовується для виготовлення труб, має відповідну хімічну стійкість до впливу: 6,31 водяного розчину азотної кислоти; аміаку (газоподібного, сухого, 100%, чистого, водяного, насиченого на холоді); технічно чистого ацетону; технічно чистого бензину; винної кислоти; будь-якого торгового вина; води (дистильованої, демінералізованої, знесоленої, мінеральної, морської); солей калію; солей міді; солей магнію; газів, що містять діоксид вуглецю; соляної кислоти; діоксиду сірки; ртуті; сірководню; сірки; сечовини; мильного розчину; повітря.

Захищений від хімічного впливу: 40%-ного водяного розчину азотної кислоти; бром; мазуту; камфорній олії; 100%-ного озону; сірковуглецю; технічного рідкого двоокису сірки; хлору і хлористих з'єднань; „царської” горілки.

Горючість. При контакті з вогнем поліетилен швидко загоряється, плавиться і стікає краплями. Полум'я при горінні синє, ледь світиться, із запахом згасаючої свічки.

Найбільш небезпечними токсичними газами, що утворюються при згорянні поліетилену, є оксид вуглецю (CO), хлористий водень (HCl) і діоксид вуглецю (CO₂). Кількість CO, що виділяється при термічному розпаданні поліетилену, складає 9-12%. Умовами, що сприяють виділенню CO, є повільне горіння і недостатня кількість кисню в зоні реакції.

Діоксид вуглецю (CO₂) у малих концентраціях не становить великої небезпеки: його концентрацію 1,5% у повітрі людина переносить без шкоди для організму, але при концентрації 3-4,5% цей газ стає небезпечним для життя вже через півгодини його вдихання.

За наявними даними рекомендуються такі критичні концентрації: CO – 0,1%, CO₂ - 6% і O₂ - 17%.

Щоб знизити горючість, в поліетилен додають хлор і органічні сполуки з вмістом бромів.

Засобами пожежогасіння є: вода, вода з добавками поверхнево-активних речовин, піна, вогнегасні порошки, азбестові полотна.

Санітарно-гігієнічні властивості. З поліетилену високого тиску у воду можуть виділятися хімічні речовини в концентраціях, що не перевищують гранично допустиму концентрацію (ГДК). Мігруючі з'єднання, як правило, не додають воді сторонніх присмаків і запахів, але при збовтуванні водяних витяжок можуть викликати утворення швидко зникаючої піни.

Поліетилен низького тиску може виділяти у воду ті ж речовини, що і поліетилен високого тиску, але, крім того, також залишки комплексних металевих органічних каталізаторів і розчинників.

У контакті з газом поліетилен не виділяє ніяких хімічних речовин, тому при транспортуванні газу санітарно-гігієнічні властивості поліетилену є ідеальними.

1.4.4. Технологія виготовлення поліетиленових труб

Поліетилен широко застосовують в народному господарстві. З нього виготовляють деталі, поліетиленові плівки, труби та ін. Для газової галузі важливим є виробництво поліетиленових труб для газопроводів та їх з'єднувальних частин. Труби для газопроводів в Україні виготовляють підприємства Львова, Сімферополя, Києва, Одеси, Вінниці та інших міст.

Основним способом виробництва поліетиленових труб є безперервна шнекова екструзія. На рис. 26 показана схема екструдерної установки.

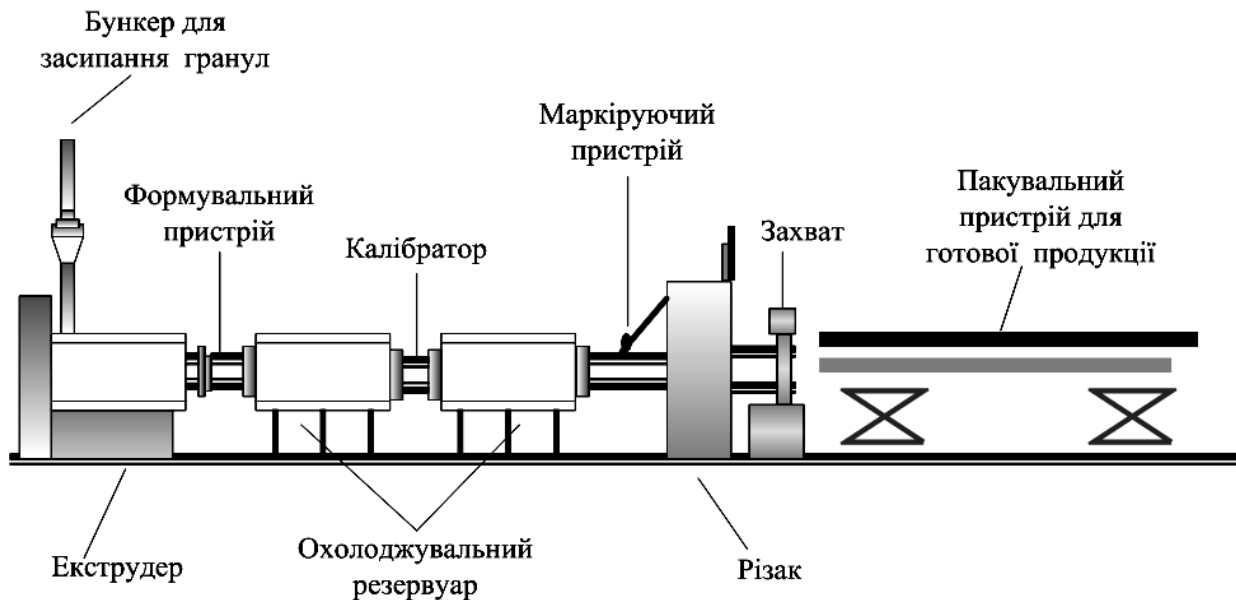


Рис.26 – Схема екструдерної установки

Екструдерні установки бувають різними. Їх конструкція залежить від виду термопластичного етилену, який переробляється, діаметра виготовлених труб, кількості шнеків, калібруючих установок, швидкості охолодження.

Останнім часом якість екструдерів значно поліпшилася, оскільки автоматизація процесу виготовлення труб вимагає їх постійного вдосконалення.

Впровадження автоматизації дозволяє контролювати якість сировини, її температуру та швидкість подачі шнеків.

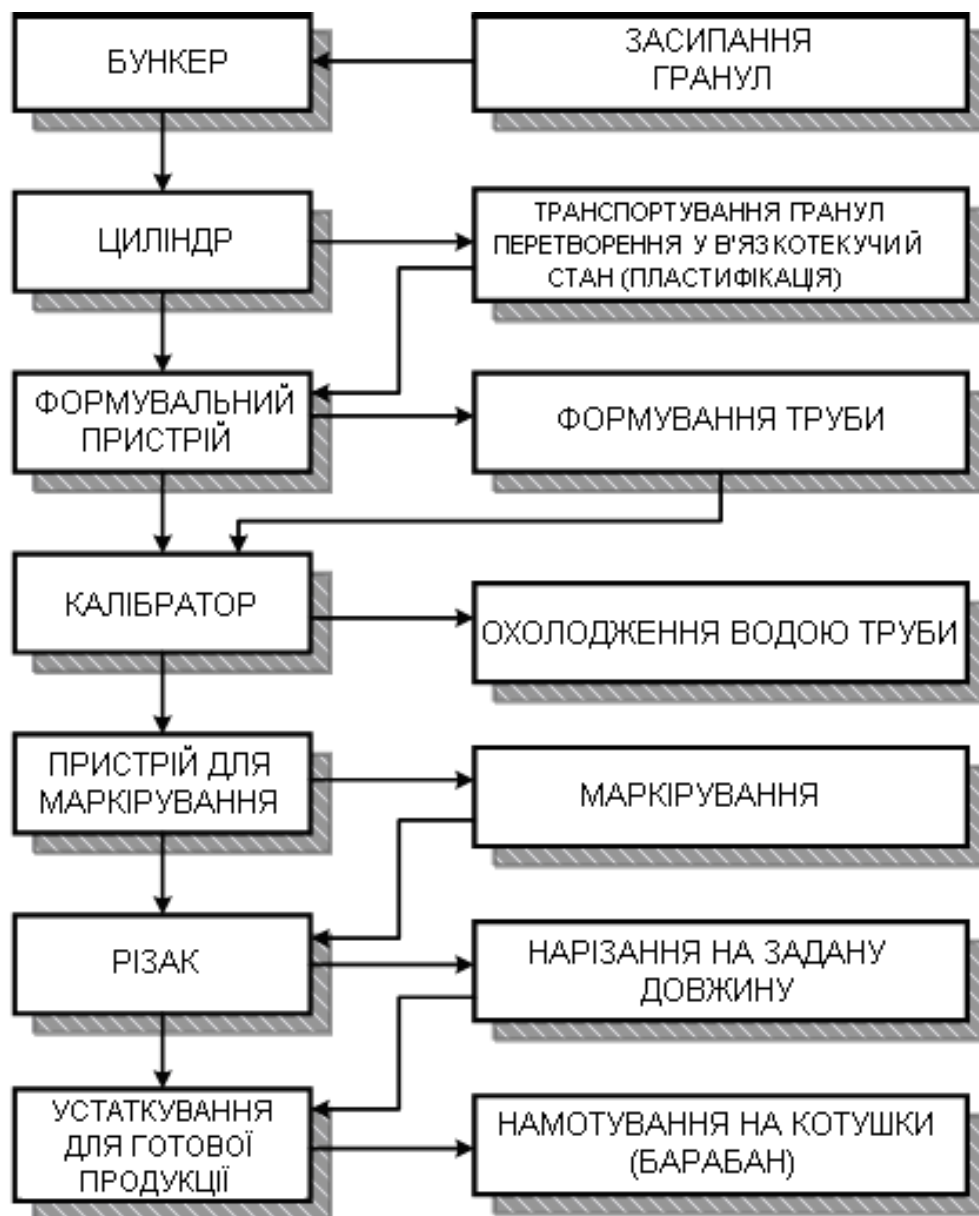


Рис.27 – Схема технологічного процесу виготовлення поліетиленових труб на екструдері

Комп'ютер забезпечує повну автоматизацію роботи автономного агрегату. Оператор з пульту керування контролює роботу декількох одночасно працюючих екструдерів. Продуктивність сучасного агрегату значно вища порівняно з продуктивністю екструдерів старого випуску. Крім відрегульованого технологічного процесу на якість труб впливає склад гранул (шихти), що завантажується в бункер. На жаль, не всі виробники гранул дотримуються діючих вимог якості. Саме ці

проблеми спонукали підприємства-виробників труб перейти на інші технології, наприклад на виробництво зшитого поліетилену.

Технологія виробництва зшитого поліетилену (ПЕ ELTEX TUX 100 і 125) відрізняється попередньою технологією виготовлення труб. Сополімер ELTEX TUX 100 і 125 спочатку змішують (протягом 20 хв. у змішувальному пристрої) у співвідношенні 95:5 з концентратом каталізатора ELTEX CAT 20. У першому випадку, при необхідності, додають спеціальний концентрат фарбника і УФ-стабілізатора. Фарбник застосовують для зміни кольору поліетилену, тому що він має білий парафіновий колір.

ELTEX CAT 20 вже містить фарбник і стабілізатор. Тому в цьому випадку компоненти подаються через систему прецизійного дозування ваги безпосередньо в екструдер. При цьому важливо не допускати коливань співвідношення компонентів у процесі екструзії.

Щоб не допускати передчасного зшивання поліетилену в екструдері, необхідно дотримуватись таких вимог:

- високого ступеня галогенізації;
- контролю температури в зонах: 160°C в зоні живлення, 170°C в зоні стискання, 180°C в зоні галогенізації, 190°C в голівці й калібраторі;
- максимально високої швидкості обертання шнека, але не за рахунок галогенізації;
- відсутності застійних зон, особливо в голівці.

Поліетиленові труби виготовляють прямими відрізками в бухтах і на котушках.

Труби діаметром від 63 до 180 мм і довжиною понад 24 м постачаються в бухтах і на котушках. Довжина труб у відрізках коливається від 6 до 12 м. Допускається виготовлення труб

довжиною 5,5 і 11,5 м з відхиленням від номінальної довжини труби 50 мм.

Кількість труб одного мінімального зовнішнього діаметра і з однією мінімальною товщиною стінки, виготовлених з однієї марки матеріалу (сировини), на одній технологічній лінії, які супроводжуються одним документом про якість, називають *партією труб*.

Колір труб - лимонно-жовтий, оранжевий або чорний з жовтими поздовжніми смугами в кількості не менше трьох, рівномірно розподілених по околу труби (рис.28). За погодженням зі споживачем труби можуть бути виготовлені без смуг. Колір труб отримують додаванням до поліетилену від 2 до 2,6% світлостабілізуючої сажі.



Рис. 28 – Поліетиленові труби різних кольорів

Всі нові поліетиленові труби виготовляють відповідно до нормативних документів – ДСТУ БВ.2.7.-73-98.

Сортамент, розміри партій, граничні відхилення параметрів, розрахункова маса, розміри котушок наведені в Додатку Г (табл. Г1-Г6).

Поліетиленові труби жовтого або чорного кольору (рис. 29) виготовляють з ПЕ 80, а труби ПЕ 100 – оранжевого або чорного кольору з оранжевою смугою (рис. 30) з аналогічними SDR.

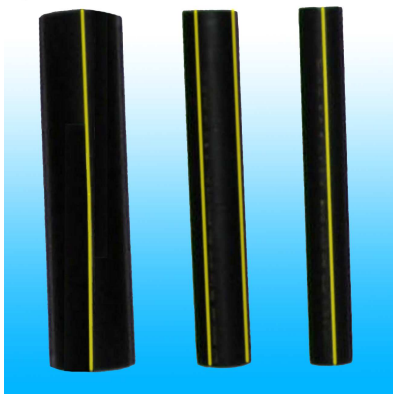


Рис. 29 – Поліетиленові труби ПЕ80



Рис. 30 – Поліетиленові труби ПЕ100

1.4.5. Переваги поліетиленових труб перед стальними

Світовий досвід застосування поліетиленових труб для газорозподільних мереж свідчить, що вони мають великі переваги перед стальними.

Поліетиленові труби мають такі переваги:

- швидкість і легкість укладки;
- вибір діаметра і товщини стінок;
- вибір системи з'єднання;
- необхідний рівень надійності;
- опір розтріскуванню;
- хімічна стійкість;
- імунітет до струмів самоіндукції;
- імунітет до агресивного середовища ґрунту;
- економія у процесі експлуатації;
- високий ступінь надійності протягом періоду експлуатації та ін.

У порівнянні зі стальними трубами фізичні й хімічні властивості поліетилену гарантують високу герметичність і стабільність під дією агресивних речовин, що знаходяться у ґрунті й газі, які транспортуються.

Економічність застосування поліетиленових труб збільшується зі зменшенням діаметра і товщини стінок, а також з використанням довговимірних труб (у бухтах і на котушках).

У табл. 5 наведена порівняльна характеристика сталевих та поліетиленових труб за 16 параметрами. Курсивом виділені недоліки. З таблиці видно, що поліетиленові труби мають значно більше переваг.

Таблиця 5 – Порівняльна характеристика труб, переваги і недоліки

№ п/п	Сталеві	Поліетиленові
1	2	3
1	<i>Низька антикорозійна стійкість (не більше 10 років експлуатації)</i>	Антикорозійна стійкість
2	<i>Нестійкість до блукаючих струмів Вимагає катодного захисту.</i>	Стійкість до блукаючих струмів. Не потребує катодного захисту, відповідно зменшуються витрати на обслуговування
3	<i>Здатність до відкладень, що підвищує внутрішню шорсткість і збільшує гідравлічний опір</i>	Відсутність відкладень на стінках протягом всього строку експлуатації. З часом властивості поліетиленових труб тільки покращуються
4	<i>Висока теплопровідність і, як наслідок, необхідність застосування термоізоляції</i>	Відносно малий коефіцієнт теплопровідності. Ізоляція не потрібна
5	<i>Сталеві труби добре передають механічні і акустичні коливання</i>	Акустичні коливання гасяться
6	Високий ступінь жорсткості матеріалів	<i>Ступінь жорсткості низький, але велика стійкість до розтягання (особливо у поліетилену – 200-800%)</i>
7	Стійкість до механічних пошкоджень	<i>Низька стійкість до механічних пошкоджень</i>
8	Стійкість до ультрафіолетового випромінювання	<i>Нестійкість до ультрафіолетового випромінювання, втрата механічних якостей</i>
9	<i>Складність і висока вартість монтажу</i>	Легкість, швидкість і низькі витрати монтажу

1	2	3
10	<i>Невеликий термін експлуатації без ремонту і реконструкції (15-25 років)</i>	Термін експлуатації - не менше 50 років (наприклад, у поліетиленових трубах розрахунковий термін довговічності – 200 років)
11	<i>Велика вага металевих трубопроводів</i>	Легше ніж сталеві в 2-4 рази, тому не вимагають при монтажі вантажопідйомних механізмів
12	<i>Складність транспортування в порівнянні з поліетиленовими</i>	Один автомобіль може перевезти в 3-4 рази більше поліетиленових труб, ніж сталевих
13	<i>Виготовляються тільки відрізками обмежених розмірів</i>	Виготовляються як відрізками довжиною до 12 м, так і в бухтах довжиною до 300м
14	<i>Низька швидкість монтажу</i>	Швидкість монтажу, наприклад газопроводів з ПЕ перевищує швидкість будівництва металевих систем в 2-3 рази
15	<i>Вимагають витрат на перевірку якості ізоляції газопроводу та її ремонт</i>	Не потребують витрат на перевірку і ремонт ізоляції
16	<i>Піддаються корозії, тому вимагають витрат на її усунення</i>	Не пошкоджуються корозією, відповідно витрат немає

1.4.6. Технічні дані й сортамент поліетиленових труб

У газовому господарстві поліетиленові труби застосовують для будівництва, реновації та санації підземних газопроводів. Здебільшого це труби, виготовлені з поліетилену низького тиску (ПНТ).

Зовні труби з поліетилену низького тиску і з поліетилену високого тиску (ПВТ) нічим не відрізняються. Їх важко відрізнити без наявності паспорта або маркірування. Труби з ПНТ при прикладанні рівних навантажень сплющуються менше, ніж труби з ПВТ (за умов однакової величини, зовнішнього діаметру і товщини стінки). Крім цього, труби з ПНТ твердіші за труби з ПВТ, тому на поверхні труби з ПНТ при проведенні по ній нігтем залишається

ледве помітна подряпина, тоді як на поверхні труби з ПВТ вона буде помітною значно більше. При ударі об тверду поверхню труби з ПВТ видають глухий звук, а з ПНТ – дзвінкий чи ледь дзвінкий.

Позначення (маркірування) труб. Маркірування труби включає в себе умовне позначення труби і товарний знак підприємства (рис. 31).

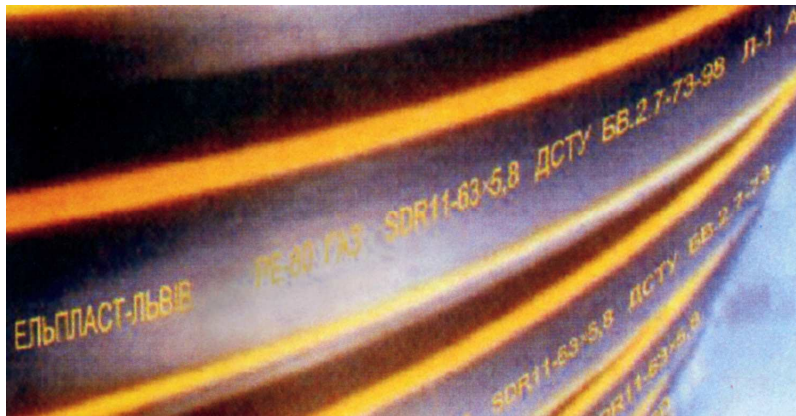


Рис. 31 – Маркірування труб

При позначенні труб з поліетилену (ПЕ) обов'язково вказується його щільність: НЩ - низька, СЩ - середня і ВЩ - висока. Але дані щільності не характеризують основний показник, прийнятий в міжнародній системі стандартизації (ISO і CEN), що ідентифікує труби і з'єднувальні деталі (фітінги), обумовлені міцністю матеріалу: "Minimum Required Strength" - скорочено MRS (мінімальна тривала міцність). Відповідно до цього вказується тиск, який матеріал труби може витримати без пошкоджень протягом 50 років.

Стандартне розмірне відношення SDR - це відношення номінального зовнішнього діаметра труби до номінальної товщини стінки.

SDR визначається за формулою залежно від матеріалу труби, робочого тиску і коефіцієнта запасу міцності:

$$SDR = 2MRS / MOP \cdot C + 1, \quad (19)$$

де S - серія труби, визначена за формулою

$$S = \frac{\sigma}{MOP}, \quad (20)$$

де σ - напруга, що допускається, у стінці труби, дорівнює MRS/C , МПа;

MRS - мінімальна тривала міцність, МПа;

MOP - максимальний робочий тиск, МПа;

C - коефіцієнт запасу міцності (від 2,5 до 2,8) залежно від місцезнаходження газопроводу і максимального робочого тиску.

У табл. Г.3 наведена залежність коефіцієнта запасу міцності C від робочого тиску і марки поліетилену.

1.4.7. З'єднувальні деталі (фітінги) поліетиленових труб

Їх застосовують при переході поліетиленових труб з одного діаметра на інший; з'єднанні труб зварюванням урозтруб, устик, із закладним нагрівачем; для зміни напрямку газопроводу; для врізання в діючий газопровід; для різьбового з'єднання поліетиленових труб із стальними.

З'єднувальні деталі з поліетилену для газопроводів виготовляють методом лиття під тиском і пресуванням, в основному на підприємствах, що спеціалізуються на виготовленні поліетиленових труб. Класифікують фітінги за призначенням:

- деталі для з'єднання труб зварюванням устик;
- деталі для з'єднання труб урозтруб;
- деталі з подовженими хвостовиками для з'єднання труб зварюванням устик або за допомогою муфт із заставними нагрівачами (ЗН);
- деталі із закладними нагрівачами (ЗН).

З'єднувальні деталі для газопроводів повинні бути виготовлені відповідно до ДСТУ. Умовне позначення деталей складається з найменування виду деталі, матеріалу (ПЕ 80, ПЕ 100),

номінальних зовнішніх діаметрів, розмірного відношення (SDR 17,6 і SDR 11), слова "газ" і позначення технічних умов (ТУ).

З'єднувальні деталі для газопроводів виготовляють російські фірми: ВАТ "Казаньоргсинтез", ВАТ "ЗАПСИБГАЗПРОМ", ВАТ "Ливнипластик" та ін.

Сортамент фітингів:

1. Деталі з'єднувальні з подовженим хвостовиком, виготовлені методом лиття під тиском:

- трійник рівнопрохідний (рис.32) діаметром 63, 110, 160 і 225 мм з SDR 11 і SDR 17,6;



Рис.32 – Трійник рівнопрохідний



Рис.33 – Відвід 90°

- відводи 90° (рис.33) діаметром 63, 110, 160 і 225 мм з SDR 11 і SDR 17,6;
- переходи (рис.34) діаметром до 630 мм;



Рис.34 – Перехід

- втулки під фланець діаметром до 630 мм;
- втулки під фланець труб великих діаметрів від 315 до 1200 мм;
- переходи для великих діаметрів 315x225, 400x315, 500x400 мм

2. Деталі з'єднувальні зварювальні діаметром 315-500 мм:

- відводи;
- трійники (рис.35);



Рис.35 – Трійник сідловий

- нерівнопрохідні трійники.

3. З'єднувальні деталі, одержані литтям:

- відводи 90° SDR 11 Ø 63, 110, 160 мм;
- трійник нерівнопрохідний SDR 11 63x32, 110x63 мм;
- трійник SDR 11 160x110 мм.

Виробники завдяки властивостям поліетилену змогли одержати новий вид фітингів з вмонтованими електричними елементами опору (закладними нагрівачами - ЗН).

Принцип з'єднання фітингів із закладними нагрівачами. При пропусканні струму елемент опору муфти нагрівається, викликаючи розплавлювання контактних поверхонь і забезпечує надійне зварення труб не тільки за рахунок з'єднання, а і за рахунок обтиснення муфтою тіла труби (механічне з'єднання).

Для з'єднання газопроводів застосовують сідлові відводи із ЗН. Вони дозволяють здійснити з'єднання одного газопроводу в

іншому, а також газопроводів, які знаходяться під тиском. Останнім часом ці відводи застосовуються дуже рідко через складність їхнього виготовлення. Найчастіше використовують деталі імпортного виробництва, які випускаються на весь сортамент поліетиленових труб з ПЕ 80 і ПЕ 100 з різним значенням SDR.

Для з'єднання поліетиленових труб, а також для ремонту трубопроводів діаметром до 160 мм застосовують муфти із закладними нагрівачами імпортного виробництва (рис.36), які легко знімаються. Максимальний тиск газу - 1,0 МПа. Муфти для цих же цілей випускають діаметром до 710 мм.

Для зварювання довговимірних труб без фіксації у спеціальному пристрої (позиціонері) застосовують *подовжені муфти без упору* діаметром до 63 мм. Труби різних діаметрів з'єднують за допомогою перехідних муфт, які виготовляють діаметром до 160 мм. Муфти-заглушки діаметром до 225 мм застосовують для врізання під тиском.



Рис.36 – Муфта із закладними нагрівачами

Німецька фірма "FRIATEC AG" виготовляє фітинги, призначені для з'єднання труб різної товщини, включаючи SDR 7,4. Їх випускають з різної сировини ПЕ-НП, ПЕ 50, ПЕ 63, ПЕ 80, ПЕ 100 і ПЕ-Ха.

Відводи 30° випускають діаметром до 160 мм, а відводи 45° (рис.37) і 90° - 225 мм.

Арматура. Для врізання в газопровід під тиском 1,0 МПа служить арматура з видовженим вихідним патрубком (рис.38). Таку

арматуру застосовують для врізання в труби діаметром від 250 мм і вище. Для врізання під тиском використовують вентиля діаметром до 225 мм.



Рис.37 – Відвід 45°.

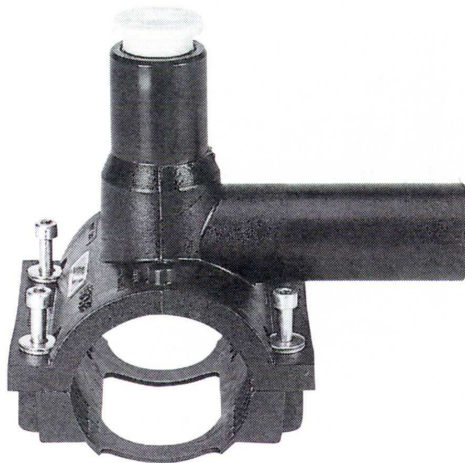


Рис.38 – Арматура з видовженим вихідним патрубком

Поліетиленові крани (рис.39). Як запірний кран застосовують поліетиленові кулькові крани, які випускають діаметром до 200 мм. Арматуру з кульковим краном $\frac{1}{4}$ обороту для бокового врізання під тиском випускають діаметром до 225 мм.



Рис.39 – Кран

Патрубки-накладки. Являють собою компактний виріб, що складається з двох частин - із сідла (рис.40) і вихідного патрубка. Їх застосовують для монтажу відводу діаметром до 160 мм і монтажу труб діаметром до 225 мм. Патрубки-накладки типу TOP>Loading випускають з посадочним діаметром до 630 мм. Для ремонту невеликих пошкоджень труб без витоку газу випускають посилюючі накладки діаметром до 630 мм.



Рис.40 – Сідло

Контрольні запитання

1. З яких компонентів виготовляють поліетилен?
2. Яка відмінність фізико-механічних властивостей термопластичних і термореактивних пластмас?
3. У чому полягає процес старіння поліетилену?
4. Назвіть особливості виготовлення поліетиленових труб.
5. Назвіть основні переваги поліетиленових труб перед стальними.
6. Назвіть основні з'єднувальні деталі для поліетиленових газопроводів.

1.5. Зберігання і транспортування поліетиленових труб

1.5.1. Зберігання поліетиленових труб

Кожна будівельно-монтажна організація, яка здійснює будівництво газопроводів, має (або повинна мати) свою заготовчу базу. На базу переноситься певний обсяг робіт для того, щоб

максимально зменшити кількість робіт, які виконують у трасових умовах.

Для заготовки окремих вузлів, деталей і виробів при будівництві поліетиленових газопроводів, як правило, не потрібно створювати спеціалізовані підприємства. Робота здійснюється на універсальних базах-заводах, де для специфічних робіт з будівництва поліетиленових газопроводів передбачаються спеціальні відділення або цехи. Оскільки роботи заготівельного характеру мають корінну відмінність від подібних робіт для будівництва сталевих газопроводів, необхідно навести приблизний перелік специфічних робіт і приблизного обладнання робочих місць у заготівельних відділеннях. Легкість поліетиленових труб дає змогу перенесення багатьох робіт на заготовчу базу. Орієнтовний перелік робіт, які треба виконувати на базах будівельних організацій такий: нероз'ємні стики поліетиленових труб або патрубків із сталевими вставками; роз'ємні з'єднання цих труб з розпірною втулкою; заготовка гребінок, розташованих в газових колодязях, в які входять окрім поліетиленових частин компенсатори, патрубки із сталевих труб; засувки, опори та інші елементи гребінок.

Вищезазначені деталі й пристрої, як правило, тільки збирають у заготовчому цеху для поліетиленових газопроводів; деталі вузлів з металу у більшості випадків виготовляють у механічних цехах (токарно-фрезерних, ковальських та ін.).

Зберігають поліетиленові труби й з'єднувальні деталі у складських приміщеннях або під покриттям в умовах, що виключають їх деформацію, попадання прямого сонячного проміння, мастил, при цьому температура навколишнього середовища не повинна перевищувати $+40^{\circ}\text{C}$.

Допускається під час монтажу зберігати труби і з'єднувальні деталі під покриттям (наприклад, вкривши брезентом) для захисту

від сонячного проміння. При цьому деталі мають бути упаковані в тару. Термін зберігання не повинен перевищувати 15 діб.

Поліетиленові труби треба зберігати в горизонтальному положенні розсортованими за партіями і типорозмірами на стелажах (рис.41) із суцільним і рівним настилом. Допускається зберігання у штабелях на спланованій ділянці з “постіллю” з м’якого ґрунту. Висота штабеля не повинна перевищувати 3,0 м (рис.42) при температурі навколишнього середовища до 25⁰С і 1,5м при температурі вище 25⁰С. Вкладати труби в штабель необхідно так, щоб в нижньому ряду вони розташовувались щільно одна до одної, а в подальших рядах – у гніздах, утворених трубами, які лежать нижче. Для запобігання розкатуванню труб штабелі закріплюють опорними стояками (підпірками).

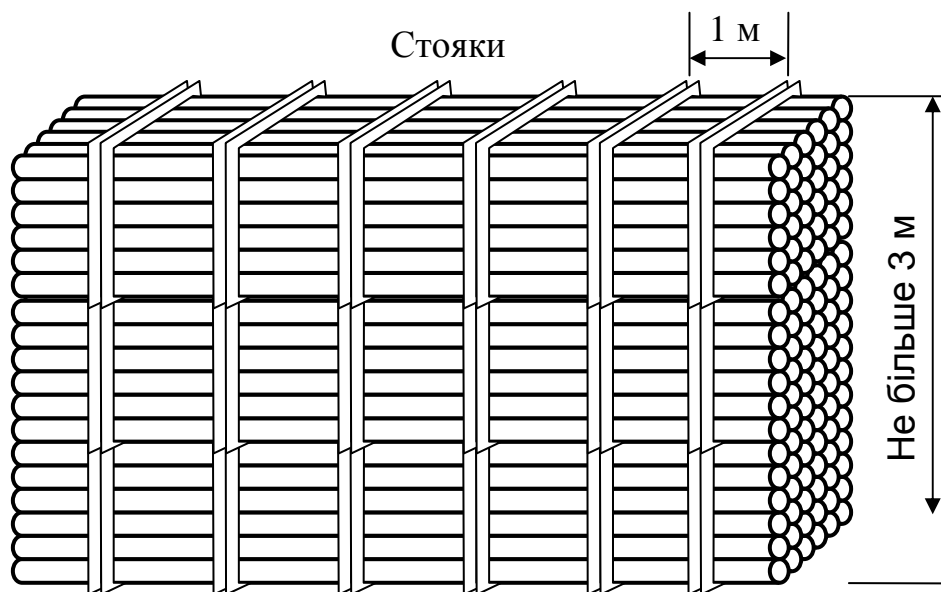


Рис.41 – Зберігання труб у пакетах

Труби зберігають окремими партіями відповідного сортаменту й виду матеріалу. Не допускається при зберіганні змішувати труби з поліетилену різних марок і SDR. Для запобігання штабелів труб від розкатування крайні труби необхідно підклинювати. З цією метою можна використовувати упори-огородження, збирально-розбиральні стелажі.

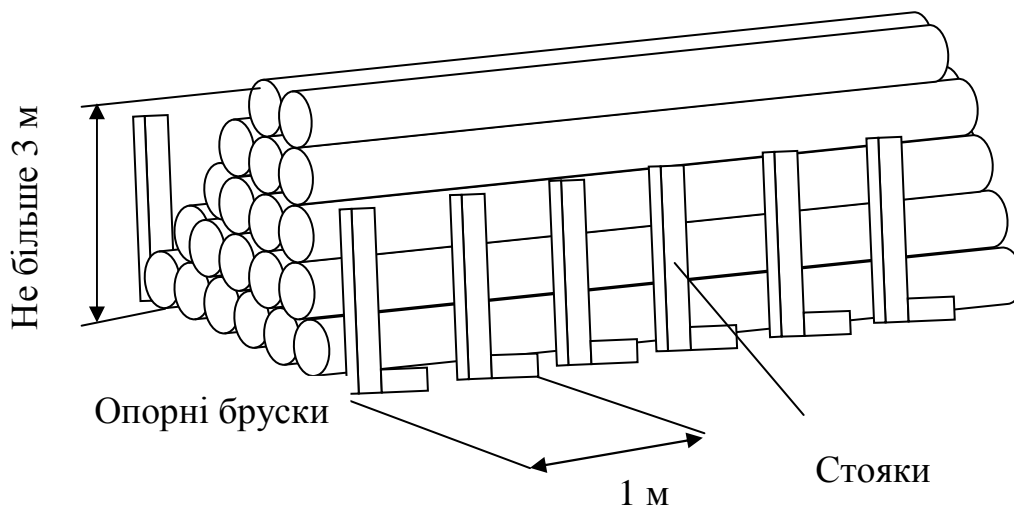


Рис.42 – Зберігання окремих труб у штабелю певний термін

Труби на катушках потрібно зберігати у вертикальному положенні. Труби в бухтах можуть зберігатися у вертикальному й горизонтальному положенні. Труби в бухтах треба встановлювати на дерев'яних стелажах. При зберіганні труб у бухтах в горизонтальному положенні висота штабеля має бути не більше 2 м для SDR 17,6 і 3 м для SDR 11.

Слід відзначити, що недотримання правил зберігання і транспортування призводить до погіршення якості матеріалу труб і деталей, зміни їх геометричних розмірів. Гарантійний строк зберігання поліетиленових труб складає два роки від дня виготовлення. Труби з вторинної речовини (поліетилену) зберігають один рік.

1.5.2. Транспортування поліетиленових труб

Від заводу-виробника до станції призначення труби транспортують будь-яким видом транспорту згідно з правилами перевезення вантажів для даного виду транспорту.

Транспортування труб від залізничних станцій до місця зберігання здійснюється автомобільним транспортом відповідно до “Правил дорожнього руху”.

Транспортування труб довжиною більше 8 м здійснюється на автомобілях, обладнаних причепами-розпусками.

Для запобігання пошкодженню труб при транспортуванні всередині кузова автомобіля і на поверхні причепа не повинно бути металевих виступів і нерівностей. Причіпний пристрій повинен бути покритий гумою або іншим м'яким матеріалом. Довжина кінців труб, що звисають з транспортного засобу, не повинна перевищувати 1 м для труб діаметром 63 і 110 мм, 1,5 м – для труб діаметром 160 і 225 мм.

Навантаження і розвантаження поліетиленових труб діаметром до 225 мм треба виконувати вручну, діаметром 225 мм – автомобільними кранами. При вантажно-розвантажувальних роботах за допомогою автокрана необхідно використовувати брезентові полотнища, паси або інші м'які пристрої, що не залишають дефектів на трубах.

Всі роботи, пов'язані з транспортуванням, навантаженням і розвантаженням труб, слід виконувати при температурі навколишнього середовища не нижче -20°C . Поліетиленові труби, з'єднувальні деталі й трубні заготовки, які постачають на об'єкти в зимовий час при температурі навколишнього середовища нижче -5°C , перед зварюванням витримують у приміщенні при плюсовій температурі не менше 2 годин.

Скидання труб, плітей і окремих трубних заготовок з транспортних засобів не дозволяється.

Труби необмеженої довжини (пліті) намотують на котушки і транспортують на цих котушках.

На рис. 43 показано приклад транспортування труб на барабані.

Труби діаметром 160 мм і менше загортають в бухти на касети. Довжину пліті приймають, виходячи з конкретних умов

будівництва, але у всіх випадках довжина трубної секції не повинна перевищувати розміри, зазначені в табл. Г6 Додатку Г.



Рис.43 – Транспортування труб на барабані

При замотуванні труби в бухти враховують позовжнє навантаження, згинаюче напруження і сплющуюче зусилля.

Розрахунки свідчать, що майже весь сортамент поліетиленових труб, особливо малого діаметра (до 160 мм) можна змотувати на касети.

Контрольні запитання

1. Назвіть правила зберігання поліетиленових труб у відрізках.
2. Як треба зберігати труби в бухтах?
3. Як здійснюється транспортування труб?
4. Як виконуються навантаження і розвантаження поліетиленових труб?

РОЗДІЛ 2. СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ І ЇХ ТЕХНІЧНИЙ СТАН

2.1. Залежність відмов систем газопостачання від терміну експлуатації

2.1.1. Динаміка відмов систем газопостачання в різні періоди

Багаторічний досвід експлуатації об'єктів газового господарства показує, що найбільш великі аварії з важкими наслідками виникають через несвоєчасне виявлення та усунення витоків газу на підземних газопроводах.

У системі газопостачання міста завдяки несприятливим факторам можуть виникнути відмови в роботі системи газопостачання з відключенням споживачів - у цьому випадку їм завдається матеріальний і моральний збиток. Зі збільшенням системи розподільних газопроводів надійність системи падає. Разом з тим, вимоги до надійності системи ростуть, але різко збільшується економічний і соціальний збиток, викликаний відмовленням.

Розподільні системи газопостачання - це споруди тривалого користування, які піддаються старінню, тому зі збільшенням терміну експлуатації відмови системи зростають.

Досвід свідчить, що вирішення проблеми безпеки житлових будинків, споруд, розташованих поблизу підземних газопроводів, є першорядним завданням і силами тільки одних газових господарств вирішити його неможливо.

Газові господарства на стадії експлуатації повинні передбачати заходи з контролю за станом системи газопостачання з метою проведення технічної діагностики і підтримування мереж, споруд на них і устаткування в технічно справному стані. Аналогічне завдання повинно стояти перед власниками житлового фонду, комунально-побутових об'єктів і промислових підприємств.

Особливої уваги потребують останні, де електротранспорт є джерелом блукаючих струмів (трамвай, залізниця, метрополітен).

З'являються додаткові проблеми з безпечної експлуатації газопроводів, викликані новим будівництвом, реконструкцією і розширенням населених пунктів. У таких випадках газопроводи, прокладені багато років тому, попадають у зону нової забудови. Існуючими нормами відстань від газопроводу високого тиску до фундаменту будинків повинна бути 10 м, що при відмові газопроводу великого діаметра з виходом газу в атмосферу може призвести до великого матеріального збитку. Тому проектним організаціям необхідно при проектуванні враховувати ці обставини, передбачаючи збільшення відстаней від газопроводів до фундаментів будинків або винос газопроводів за межі забудов.

Незважаючи на заходи, що попереджують виникнення аварій, вони все ж трапляються і навіть дуже часто.

Динаміка надходження заявок щодо витоків газу на газопроводах у службу аварійно-відбудовних робіт (САВР) великого міста за 10 років наведена в табл.6.

Таблиця 6 – Динаміка надходження заявок у САВР великого міста за 10 років

Рік	Загальна кількість заявок	Всього витоків	На внутрішньо-будинкових газопроводах	На вводах	На підземних газо-проводах
1	2	3	4	5	6
1994	5828	3414	2321	823	170
1995	7843	4712	2574	1741	269
1996	6768	4348	2617	1384	245
1997	5004	2997	1985	791	144
1998	6892	4176	2353	1401	306
1999	8832	5957	3595	1940	301
2000	9401	6399	3923	2075	302
2001	8847	5764	3610	1819	237
2002	8622	5238	3247	1781	147
2003	8481	5026	3448	1298	178

Аналіз вищенаведених статистичних даних (рис.44) показує зростання числа витоків газу за останні 10 років, що пояснюється тривалим терміном експлуатації систем газопостачання великого міста і їх старінням.

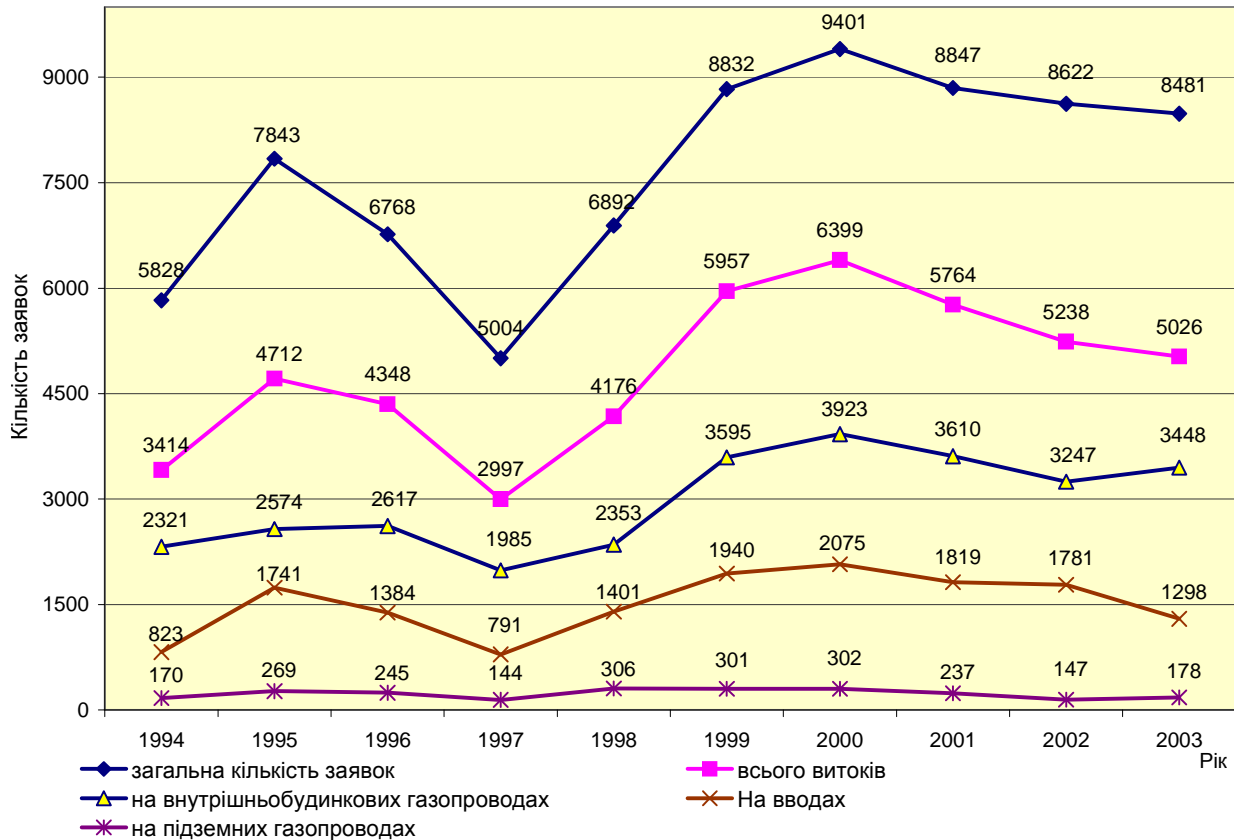


Рис.44 – Аналіз заявок щодо витоків газу за 10 років у великому місті

У табл. 7 відбита динаміка надходження заявок у САВР великого міста протягом одного року.

Кількість витоків газу зростає в зимові місяці і має мінімальне значення у літній період.

Таблиця 7 – Динаміка надходження заявок у САВР великого міста протягом року

Місяць	Загальна кількість заявок	Всього витоків	На внутрішньобудинкових газопроводах	На вводах	На підземних газопроводах
1	2	3	4	5	6
Січень	1067	721	525	157	22
Лютий	785	540	360	130	40
Березень	672	423	278	89	35

Продовження табл. 7

Квітень	802	558	376	145	26
Травень	667	386	247	118	8
Червень	618	347	195	130	12
Липень	589	372	222	112	25
Серпень	660	423	250	151	9
Вересень	571	330	229	72	16
Жовтень	777	476	340	106	7
Листопад	975	607	461	130	8
Грудень	1268	761	434	197	18
Разом за рік	9451	5944	1017	1537	226

Аналіз заявок (рис.45) по витоках газу в даному разі розглянемо на прикладі обстеження підземних газопроводів.

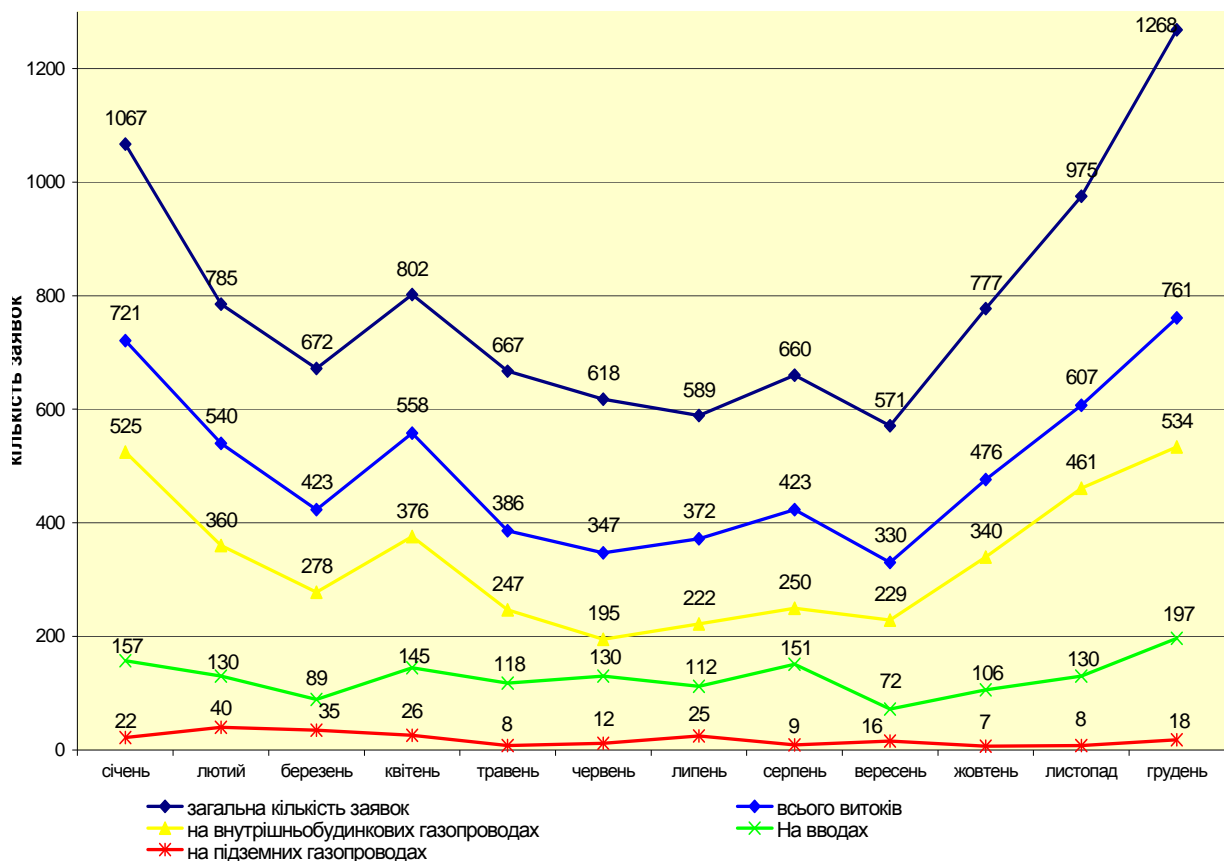


Рис. 45 – Аналіз заявок протягом року

Аналіз усіх витоків (рис. 46) за останні 5 років показує, що більше 60% їх сталося через корозію, 10% - через механічні пошкодження, 30% - через пошкодження на зварювальних стиках.

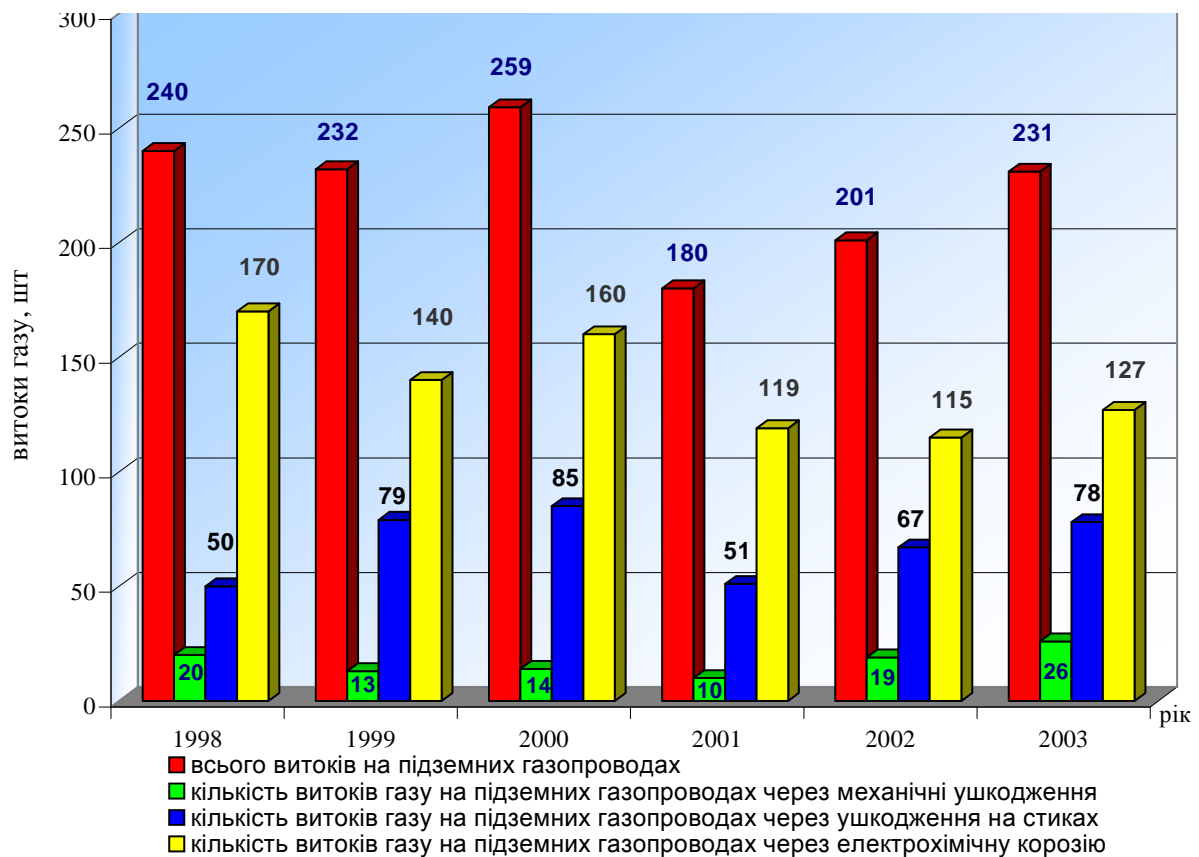


Рис.46 – Аналіз витоків газу на підземних газопроводах у великому місті

2.1.2. Відмова систем газопостачання через пошкодження

Спеціалізовані підприємства з газопостачання та газифікації (СПГГ) повинні завжди концентрувати увагу на проведенні комплексу заходів разом із проектними, будівельно-монтажними організаціями, органами місцевого самоврядування і житловими органами для поліпшення стану газопроводів.

Причин, що викликають витoki газу на підземних газопроводах, декілька. Розглянемо найбільш характерні з них.

Це, по-перше, електрохімічна корозія металу труб в тих місцях, де газопроводи знаходяться в анодній зоні і де існують пошкодження ізоляційного покриття газопроводу.

Пошкодження ізоляційного покриття можуть виникнути:

- при будівництві – від механічних пошкоджень, при транспортуванні й монтажі газопроводів або при неякісній підготовці подушки під трубопровід;

- у процесі експлуатації внаслідок механічного і хімічного впливу ґрунту, ґрунтових вод, а також дефектів ізоляції, пов'язаних з порушенням технології при виготовленні й нанесенні ізоляційного покриття (відсутність адгезії при порушенні технологічних режимів або неякісного очищення поверхні труби, порушень технології приготування мастики та ін.).

Пошкодження підземних газопроводів електрохімічною корозією виявляють за витоками газу при розкритті газопроводів. Через порівняно повільну дію корозії пошкодження газопроводів звичайно виявляють, коли вони ще не досягли великих розмірів, хоча є окремі випадки, коли їхні розміри досягають значної величини. Як правило, ліквідувати пошкодження ділянки через електрохімічну корозію можна локалізацією без відключення пошкодженої ділянки. І тільки великі наскрізні отвори (більше 20 мм) викликають необхідність негайного відключення частини газопроводу. Такі випадки можна вважати раптовими відмовленнями системи газопостачання.

Ізоляція підземних газопроводів піддається процесу старіння, що викликає розвиток електрохімічної корозії і, як результат, старіння всієї конструкції газопроводу, незважаючи на те, що газ, який транспортується, на процес старіння матеріалу труби не впливає. У результаті старіння ізоляції збільшується вплив корозійних процесів на матеріал (сталь) газопроводу. Тому чим більший термін експлуатації газопроводу, тим більшою буде імовірність відмовлення через електрохімічну корозію.

Витоки газу, викликані електрохімічною корозією, збільшуються поступово в міру корозії тіла труби, тому ці витоки можна заздалегідь передбачати, виявляючи, в яких місцях корозійний ґрунт і утворилися анодні зони.

Проблемою витоків газу у великих містах внаслідок дії електрохімічної корозії є їхнє несвоєчасне виявлення за умов

наявності великих площ асфальтних покриттів. Тому газ певний час під ними накопичується і, поширюючись під покриттям, виходить на поверхню на значній відстані від місця витоку. При цьому одорант фільтрується у ґрунті і визначити витік по запаху важко. У такому випадку знайти витік газу можна тільки за допомогою приладу. Усе це призводить до того, що основний обсяг робіт по усуненню витоків приходить на відшукування місця, звідки виходить газ. Треба проводити шурфування в місці виявлення витоку для визначення напрямку вектора максимальної загазованості. Вектор загазованості спрямований у бік шурфу, в якому концентрація газу після дегазації залишається найбільшою. Аналогічна картина може спостерігатися в зимовий період при промерзанні ґрунту, коли місце витоку не збігається з виходом газу на поверхню.

По-друге, причиною, що викликає витoki газу, є незадовільна якість зварювальних робіт. У результаті температурних напружень і динамічних навантажень відбувається розрив на підземних газопроводах, які неякісно зварені.

Прокладений у ґрунті газопровід піддається впливу зовнішніх сил, що викликають додаткові напруження в тілі труби, особливо в місцях стикових з'єднань. Механізм впливу зовнішніх факторів на газопровід дуже складний і не дозволяє однозначно визначити навантаження на трубу, а високий ступінь випадкових збігів впливу зовнішніх факторів може призвести до виникнення напружень у тілі труби або звареному стику вище межі текучості, що викликає руйнування.

До зовнішніх впливів на газопровід, що мають випадковий характер, відносяться: прогин газопроводу при осаді ґрунту, температурні напруження, що виникають у зимово-весняний період, пучнистість ґрунтів, що викликає вигин газопроводу на прямолінійних ділянках і крутіння на поворотах.

Виходячи з вищесказаного, важливе значення для запобігання руйнуванню газопроводів має якість зварених стиків. Загальновідомо, що міцність тіла якісно виконаного стику не поступається, а то і вище міцності тіла труби. Однак дефекти зварювання (виконаного в польових умовах), як-от непровари, неякісне припасування стику, є концентраторами напружень, у результаті чого напруження в тілі звареного шва можуть перевищити в кілька разів напруження в тілі труби, і досягти величини, коли в тілі шва виникнуть пластичні деформації при ще пружній роботі труби. Це призводить до появи тріщин у звареному стику і наступного руйнування його вже в перші роки експлуатації або через кілька років.

Витоки газу, викликані розривом зварених стиків, виникають, як правило, раптово, тому їх важко вчасно виявити й усунути. Наприклад, сталася аварія на газопроводі низького тиску. Під впливом температурних напружень, через 18 років після введення в експлуатацію газопроводу відбувся розрив стику через дефект зварювального шва. Це призвело до витоку газу з наступним вибухом газоповітряної суміші, у результаті чого був повністю зруйнований будинок, загинули люди.

Особливу небезпеку ці два види витоків газу викликають у зимовий період, тому що в зв'язку із замерзанням верхнього шару ґрунту погіршуються умови для виходу газу в атмосферу. Саме в цей період року може збільшитися кількість випадків проникнення газу в підвали будинків та інші інженерні комунікації. Прикладом може служити аварія на газопроводі високого тиску $P = 0,6$ МПа, d (діаметр газопроводу) 325 мм, що відбулася 30 січня 1980 р. в одному із селищ України. Через розрив неякісно звареного стику газ по підземних комунікаціях проникнув у підвальне приміщення негазифікованої середньої школи. Від електричної іскри при включенні вимикача газоповітряна суміш вибухнула, приміщення

школи було зруйновано, постраждали люди. Аналогічний випадок відбувся у великому місті, коли через розрив стику на вуличному газопроводі газ проникнув по інженерних мережах у підвал житлового будинку. У результаті вибуху частина будинку була зруйнована, загинули люди.

По-третє, це *механічні пошкодження підземних газопроводів при виконанні земляних робіт механізмами поблизу газових мереж.*

Вони складають значну частину від загальної кількості пошкоджень. Це пов'язано з випадковим збігом ряду помилок і неточностей у проектно-виконавчій документації, помилковими діями технічних і адміністративних працівників, які здійснюють підземні роботи поблизу газопроводів. При належній роботі служби технічного нагляду кількість механічних пошкоджень можна істотно зменшити.

Найменші наслідки аварій у тих випадках, коли витoki газу, викликані механічними пошкодженнями газопроводів, не приховуються і вчасно проводяться необхідні заходи з безпеки та ремонту газопроводу. Але якщо механічне пошкодження приховується, а вихід газу в атмосферу не відбувся, то руйнування газопроводів у місцях пошкодження труби не передбачене, можуть відбутися розгерметизація і аварія на газопроводі в будь-який час з неконтрольованими наслідками. Така аварія, наприклад, мала місце в одному великому місті, коли на одній з центральних вулиць у процесі будівництва прохідного каналу тепломережі був пошкоджений газопровід високого тиску діаметром 529 мм, робочим тиском 1,2 МПа (подряпина глибиною 2 мм, нанесена трубі будівельним механізмом, стала концентратором напруження в тілі труби). Факт пошкодження газопроводу був схований. Через 12 років, 10 січня 1993 р., через зміни в структурі металу відбулося руйнування труби в тому місті, де була подряпина, з виходом і загорянням газу під тиском $P = 1,19$ МПа. У результаті аварії

повністю згорів двоповерховий будинок, пошкоджені чотири дев'ятиповерхових і один чотирнадцятиповерховий житлові будинки, відстань між фундаментами яких і газопроводом була більше 10 м. Загорянню будинків можна було запобігти, якби вони були розташовані на більшій відстані від газопроводу (наприклад, 50 м або як для магістральних газопроводів).

Аналіз наслідків аварій свідчить, що найважчі аварії зі значними наслідками відбувалися в результаті розриву зварюваних стиків, механічних пошкоджень газопроводів та корозії.

2.1.3. Інтенсивні відмови газових мереж і їх залежність від терміну експлуатації газопроводів

Однією з найважливіших характеристик надійності елементів системи газопостачання є інтенсивність відмов λ , що визначається як імовірність того, що елемент, який пропрацював безвідмовно певний час t , відмовить у наступний момент Δt , тобто інтенсивність відмов можна вважати функцією часу $\lambda(t)$. Численні дослідні дані показують, що функція $\lambda(t)$ для багатьох елементів систем має три характерних періоди (рис. 47).

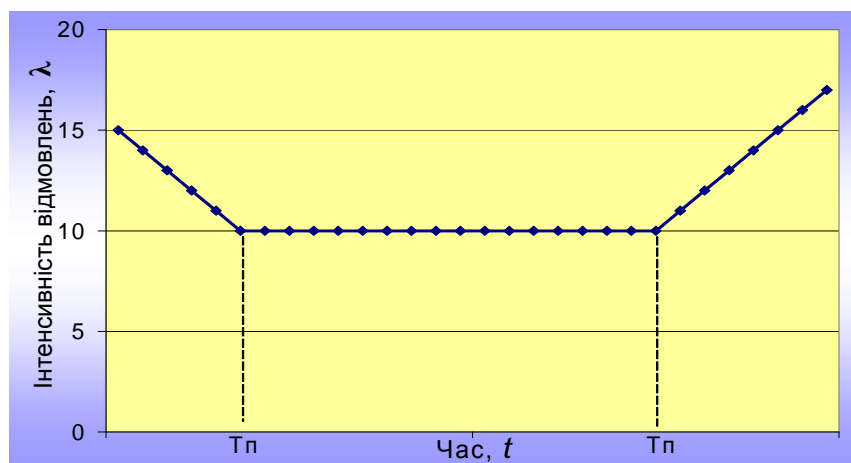


Рис. 47 – Залежність інтенсивності відмов від терміну експлуатації

Перший період від 0 до T_p є періодом припрацювання, коли відмовляють ті елементи, що мали приховані дефекти. Цей період характеризується високою інтенсивністю відмов, які, однак,

швидко зменшуються і після моменту T_n λ зберігаються постійними. Другий період - це період нормальної роботи. Він є основним і характеризується постійною інтенсивністю відмов λ . Після певного періоду експлуатації, починаючи з моменту T_n , на відмовах елементів починають позначатися їхні знос і старіння, і елемент переходить у третій період - період старіння. У цей період інтенсивність відмови λ елементів зростає.

Оскільки елементи систем газопостачання підлягають ремонту і до пуску в експлуатацію проходять випробування та налагодження, період прироблення системи ($0 - T_n$) можна не враховувати (за умови високої якості технічного нагляду при будівництві й прийманні в експлуатацію). Через небезпеку, що виникає при відмовах, за термін служби елементів газопроводів приймають менше значення T_n . Тому в розрахунках надійності систем газопостачання за інтенсивність відмов можна приймати величину, постійну для даної системи.

Робота елементів системи газопостачання триває до їх відмови. Після відмови ці елементи виключають із системи, ремонтують (заміняють) і знову включають у роботу, тобто в будь-який момент часу t елемент може знаходитися або в стані справності, або в стані відмови. Послідовність відмов елемента у часі складає потік відмов, що є аналогом інтенсивності відмов. Разом з тим вони мають різну природу: $\omega(t)$ приблизно дорівнює імовірності відмови елемента за одиницю часу, а $\lambda(t)$ - є умовною імовірністю відмови за одиницю часу за умови, що елемент проробив без відмов до моменту T . Потік відмов для елемента системи, що ремонтується, можна вважати постійним. Його визначають експериментально або із статистичних даних пошкоджень, що фіксуються експлуатаційними службами. Якщо за час спостереження Δt (як правило, Δt приймають рівним одного

року) кожний з елементів, що спостерігаються, N , мав кількість відмов m_i раз, тоді

$$\omega = \frac{\sum_{i=1}^N m_i}{N\Delta t} \quad (21)$$

Характеристика потоків відмов у часі, через те, що період приробки вважається відсутнім, функцію потоку відмовлень системи в часі можна вважати лінійною:

$$H(t) = \omega t \quad (22)$$

Величину, зворотну параметру потоку відмов $T = \frac{1}{\omega}$, називають наробітком на відмови - це є середній час роботи елемента між відмовами.

Надійність елементів $[\lambda]$, що ремонтуються, характеризується коефіцієнтом готовності K_r , що дорівнює ймовірності застати систему в справному стані. Для розрахунків звичайно використовують стаціонарний K_r , до якого прагне $K_r(t)$ із зростання часу. Коефіцієнт готовності знаходять за формулою

$$K_r = \frac{T}{T + T_v}, \quad (23)$$

де T - наробіток на відмову $T = \frac{1}{\omega}$;

T_v - середній час відмови.

Для елементів систем газопостачання час наробітку на відмову значно більший середнього часу ремонту (приблизно на чотири порядки), тому коефіцієнт готовності практично дорівнює одиниці і його не використовують для оцінки надійності елементів газових мереж.

Як приклад здійснимо розрахунки середнього значення параметра потоку відмов (витоків у 1км/рік) з урахуванням усіх пошкоджень для підземних газопроводів великого міста відповідно

до аналізу витоків газу в підземних газопроводах (див. рис. 46) за 1998-2003 рр. за формулою

$$\omega_{г,i} = \frac{\Delta n_i}{T \Sigma l_i}, \quad (24)$$

де $\omega_{г,i}$ – потік витоків на підземних газопроводах;

Δn_i – число витоків за п'ять років на підземних газопроводах;

T – роки спостережень, рівні п'яти рокам;

Σl_i – довжина підземних газопроводів, км.

Таблиця 8 – Аналіз потоку витоків на підземних газопроводах великого міста

Кількість витоків газу, викликаних різними причинами	Довжина підземних газопроводів, км	Період виявлення, рік					Всього	$\omega_{г,i} \times 10^3$ 1/км-год
		1999	2000	2001	2002	2003		
Корозійним пошкодженням	3000	170	140	160	119	115	704	46,93333
Пошкодженням стиків	–	50	79	85	51	67	332	22,13333
Механічними пошкодженнями	–	20	13	14	10	19	76	5,066667
Всього	3000	240	232	259	180	201	1112	74,13333

Розрахунок параметра потоку відмов (витоків) виконують по витоках, що реєструються експлуатаційними службами. З розрахунків видно, що щорічний виток газу може складати 0,074 витоків на 1км газопроводу або один виток на 13,5 км. При довжині 3000 км підземних газопроводів у рік можна очікувати в середньому 222 витоки.

2.1.4. Особливості розповсюдження газу в ґрунті при витоках на підземних газопроводах

Лабораторні дослідження, проведені в ряді газових господарств міст України, свідчать, що швидкість поширення (фільтрації) і знаходження газу в ґрунті коливається від 1 до 4 м за годину залежно від складу ґрунту (глина, пісок, насипний ґрунт і

т.д.), його стану (ступеня вологості й промерзання), глибини закладення газопроводів, а також від робочого тиску газу в підземному газопроводі.

Спираючись на закордонний досвід, приклади поширення газу в ґрунті при пошкодженні газопроводів, можна сказати, що природний газ, який легше повітря, виходить через пошкодження газопроводу і лійкоподібно піднімається на поверхню. Кількість газу, що вийшов, тип ґрунту, його стан і стан поверхні визначають розміри лійки поширення. Газ, що піднімається, дифундує на поверхню, де може бути виявлений чутливими приладами. На рис. 48 наведений приклад поширення газу при малій лійці.

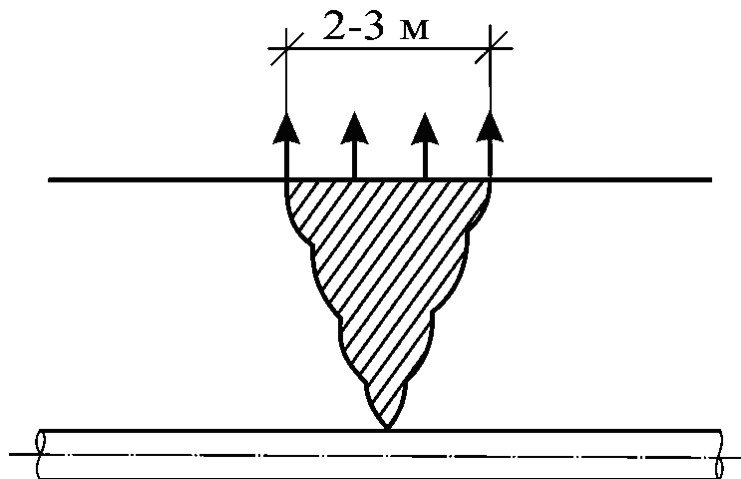


Рис. 48 – Лійка поширення газу при газопроникному ґрунті без твердого покриття

Така картина спостерігається при малій кількості витікаючого газу в проникному ґрунті. Неукріплена поверхня ґрунту призводить до невеликої лійки поширення (2-3 м), дифузія на поверхні - рівномірна, що дозволяє легко знайти і локалізувати місце витоку.

На рис. 49 показана така ж лійка витоку газу, як і на рис. 48, але з твердим покриттям ґрунту. Тут укріплена поверхня ґрунту сповільнює дифузію, розростання лійки "ширше", але дифузія все ще рівномірна і дефект газопроводу, як правило, завжди в центрі лійки. Якщо виходить велика кількість газу через відносно газонепроникний ґрунт з досить щільною поверхнею, то в ґрунті

накопичується більша кількість газу. Внаслідок цього дифузія відбувається на більшій площі, радіус лійки може досягати десятків метрів, але і в цьому випадку дифузія ще рівномірна, якщо поверхня не пошкоджена. Така картина може спостерігатися в зимовий період при промерзанні ґрунтів.

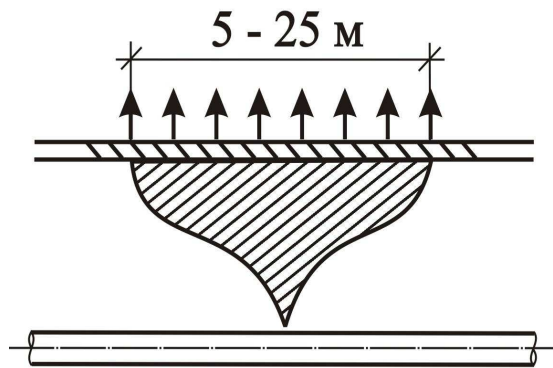


Рис. 49 – Лійка поширення газу при відносно газонепроникному ґрунті і щільній поверхні

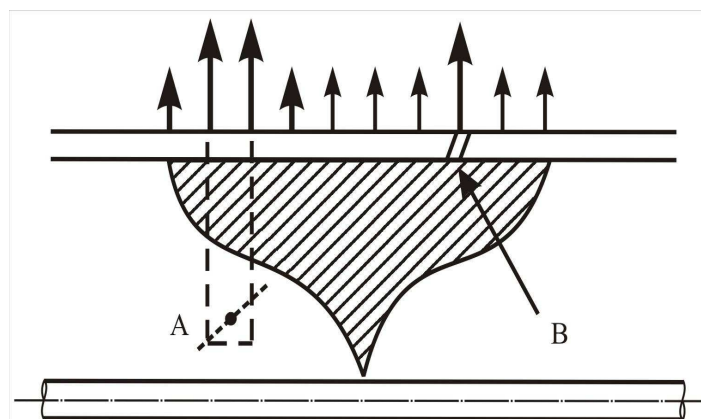


Рис. 50 – Лійка поширення газу при відносно газонепроникному ґрунті і поверхні з порушеннями щільності

На рисунках показано приклад виходу великої кількості газу через відносно газонепроникний ґрунт з досить щільною поверхнею (рис. 49), однак ґрунт має порушення щільності (рис. 50) (ділянки свіжого заповнення, виконання земляних робіт до прокладки газопроводу, неоднорідність ґрунту і т.д.), а поверхня має тріщини (наслідок осадження ґрунту, виникнення тріщин у дорожньому покритті і т.д.). Тут поряд з дифузією має місце яскраво виражена "вентиляція" газу в зруйнованому ґрунті свіжого заповнення (зона А)

і осадових тріщин на дорозі (зона В). Векторами різної величини показано різні за кількістю виділення газу на поверхні покриття. Остеронь від місця витоку газу на газопроводі в більш проникних місцях концентрація газу буде більша, ніж безпосередньо над місцем дефекту. В зоні лійки показання концентрації газу різні і визначити місце витоку на газопроводі є більш складним завданням, ніж у попередніх двох прикладах.

Якщо витік газу спостерігається у щільному ґрунті, наприклад, з домішками глини або інших твердих включень, зона поширення газу буде більшою, і форма виходу його на поверхню не матиме обриса кола. Важкі глинисті ґрунти, в максимальній мірі перешкоджаючи виходу газу на поверхню, одночасно сприяють тому, що в пошуках цього виходу газ може проникнути на велику відстань, намагаючись обійти зону щільних і важких ґрунтів як з боків, так і знизу. Величезну “послугу” газу може зробити будь-яка пустотіла підземна комунікація, що проходить через зону щільних ґрунтів. Але іноді глинисті ґрунти можуть справити і позитивний вплив на витік газу, закупорюючи його немовби в кам'яному «мішку» (внаслідок висушуючої дії газу на ґрунт і «спікання» його в тверду непроникну оболонку).

На рис. 51 зображено поширення витоку газу при неоднорідній щільності ґрунту.

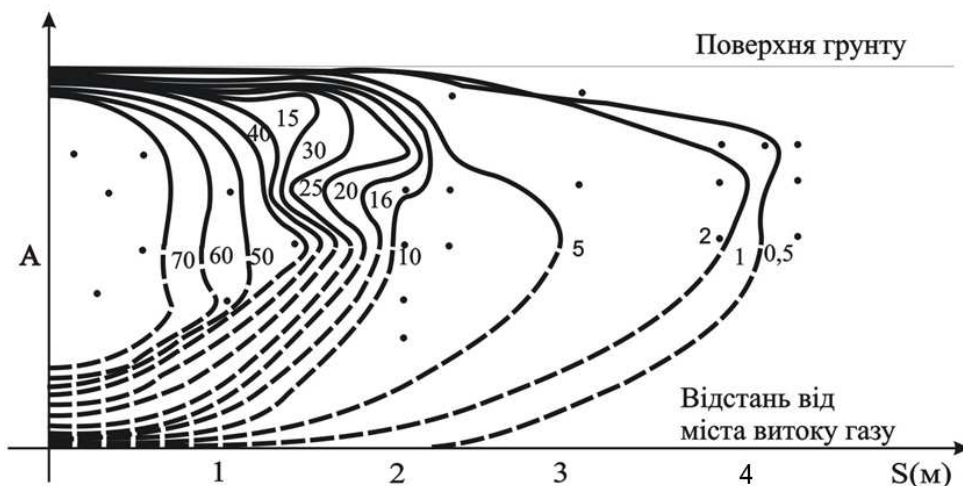


Рис. 51 – Поширення газу при неоднорідній щільності ґрунту

«Пляма» виходу газу на поверхню залежить від величини витoku і глибини закладення газопроводу. Чим глибше закладений газопровід, де виявлено витік газу, тим більше діаметр «плями» його виходу. Наявність води в ґрунті перешкоджає рухові газу, значно звужуючи зону його поширення. У газопроводів низького тиску це може супроводжуватися проникненням води в середину газопроводів, що веде за собою зниження, а іноді і повне припинення подачі газу споживачам. На рис. 52 зображена зона поширення газу через чотири години після дощу.

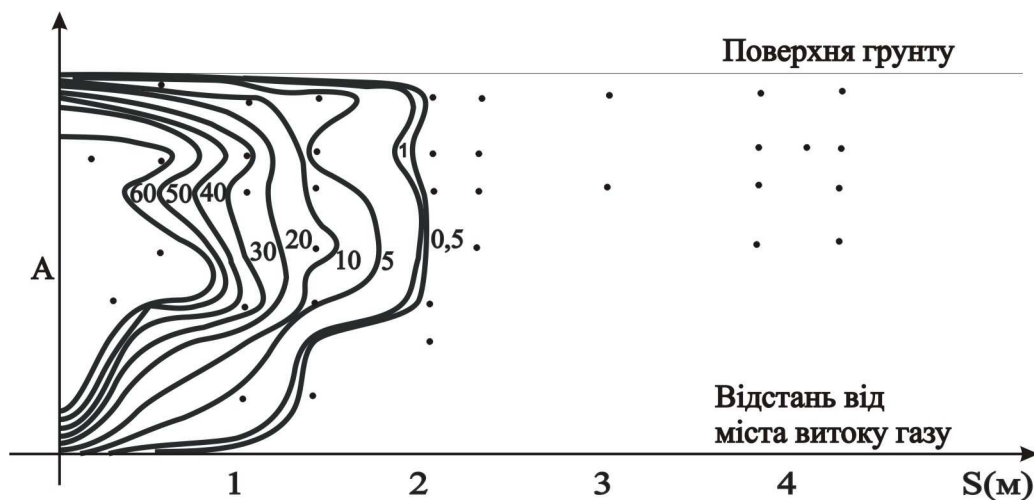


Рис.52 – Зона поширення газу через чотири години після дощу

У всіх випадках ґрунт траншей (на місці прокладки підземних комунікацій) має меншу щільність у порівнянні з прилягаючим ґрунтом, не потривоженим у процесі виконання земляних робіт. Найбільш сприятливі умови для поширення газу в ґрунті складаються при засипанні траншей піском або іншими пористими матеріалами (гравій, щебінь і т.д.). Таке становище зберігає силу протягом кілька років від дня засипання траншеї після закінчення будівництва. Слід також пам'ятати, що в процесі будівельних робіт, наприклад у нових мікрорайонах можуть спостерігатися випадки створення порожнеч або, навпаки, місць з підвищеним опором поширення газу в результаті смітника різного роду будівельних матеріалів, відходів, бетонних плит і т.д.

Промерзання ґрунту – один з дуже підступних і несприятливих факторів, з яким доводиться зіштовхуватися у процесі пошуків місця витоку газу. Промерзлий ґрунт не дає газу вийти на поверхню землі і, згодом, в атмосферу. Тому газ починає шукати інші шляхи, поширюючись по ґрунту в різні сторони від місця витоку. Майже в будь-якому випадку, навіть при найбільшому промерзанні ґрунту, коли межа мерзлоти проходить значно нижче глибини закладення газопроводу, газ все одно зберігає за собою хоча б невеликий прохід (тунель), по якому від місця витоку йде вниз (під шар мерзлоти). Потім уже під цим шаром він починає шукати собі дорогу в різні сторони (залежно від щільності ґрунту), нерідко при цьому потрапляючи в пустотні комунікації. На рис. 53 показано зону поширення газу при замерзлій поверхні ґрунту.

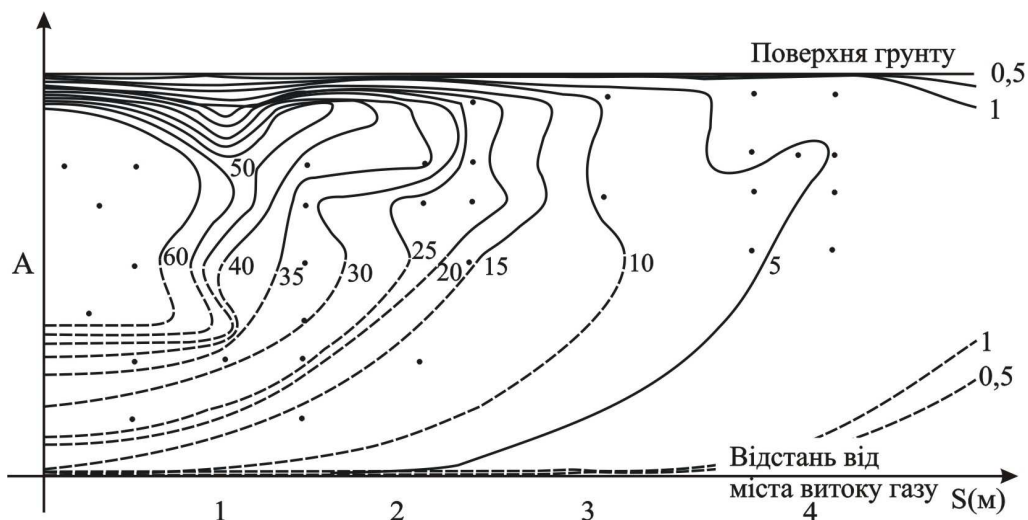


Рис. 53 – Зона поширення газу при замерзлій поверхні ґрунту

Слід відзначити, що земля глибше промерзає під асфальтом, ніж під тими ділянками, що вкриті травою і снігом. На рис. 54 видно, як поширюється газ при пухкому сніговому покриві товщиною 10 см.

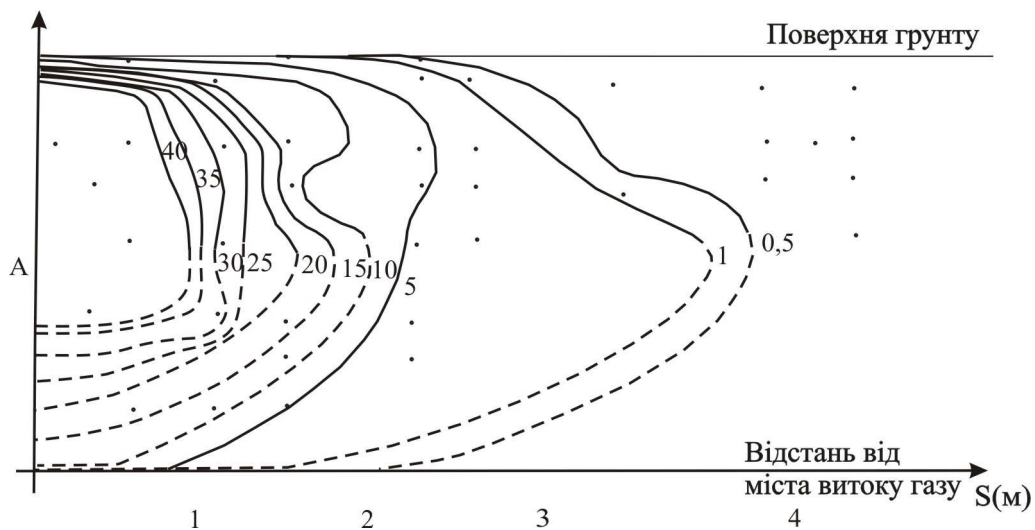


Рис. 54 – Зона поширення газу при пухкому сніговому покриві

Це треба враховувати при перевірці загазованості у свердловин або при їхній закладці в процесі пошуку місця витоку. Крім того, до уваги слід брати те, що:

1) ґрунт, просочений водою, промерзає швидше і глибше сухого ґрунту, причому в першому випадку він являє собою моноліт, зовсім не прохідний для газу, у другому випадку в ньому можуть залишатися деякі можливості для проникнення газу між окремими (навіть замерзлими) ділянками;

2) у разі проходження теплотраси через промерзлий ґрунт газ без особливих зусиль поширюється в напрямку комунікації. Для газу не має значення, як прокладена теплотраса: в каналі чи ні; він може йти по каналу і поруч з ним по поталому ґрунту. Але не виключена можливість того, що він знайде максимально легкий шлях для розповсюдження.

У процесі пошуку місця витоку газу необхідно постійно пам'ятати, що пустотні підземні комунікації (телефон, каналізація теплотраси), сприяючи максимальному поширенню газу від місця його витоку в сторони від самої підземної комунікації через нещільність стінок внаслідок того, що в зазначених комунікаціях нерідко створюється (хоча і невеликий) надлишковий тиск. Наприклад, якщо газ проник у каналізацію, то у разі закладення

свердловин точно по її трасі навіть на глибину порядку 1м можна майже завжди знайти сліди газу в ґрунті. Однак на підставі цього не треба робити висновки про близьке місцезнаходження витoku газу з підземного газопроводу. Чим більший тиск може створити газ, який проник у комунікацію, тим більше з'являється можливість для його поширення в різні сторони по ґрунті. У тому і полягає підступництво підземних комунікацій, що місця витoku газу з підземного газопроводу на перший погляд досить непомітні, тому що підземна комунікація забирає на себе (поглинає) і веде його убік, розподіляючись при цьому в ґрунт по всій довжині своєї траси (рис.55).

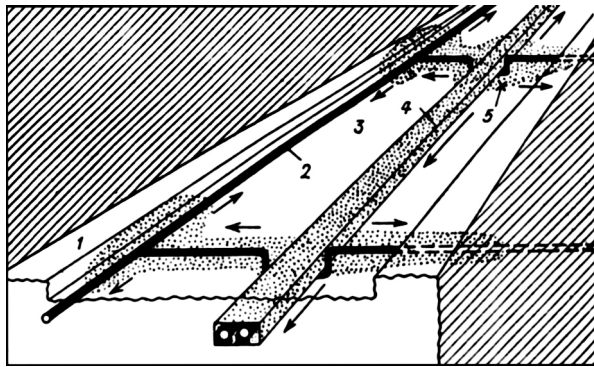


Рис 55 – Поширення газу по ґрунті і підземних комунікаціях

Вважається, що свердловини (ямки) містять найбільшу концентрацію газу, якщо вони розташовані поблизу місця його витoku ніж ті місця, які розташовані біля «плями» виходу газу з ґрунту на поверхню. Принцип пошуку витoku газу, заснований на такій підставі, не завжди правильний.

Більш віддалені від місця витoku в свердловині порівняно з «центральною» (більш близькою) завжди покажуть на дні концентрацію газу меншу, тому що газ легше повітря і при поширенні по ґрунті до країв «плями» прагне немовби «спливати» на поверхню. Якщо кілька свердловин показують на дні майже рівні концентрації, то про місце витoku слід судити по пробах, узятих безпосередньо біля устя. У цьому випадку проба з

найбільшою концентрацією, що наближається за своєю величиною до донної, лежить ближче до місця витоку (рис.56).

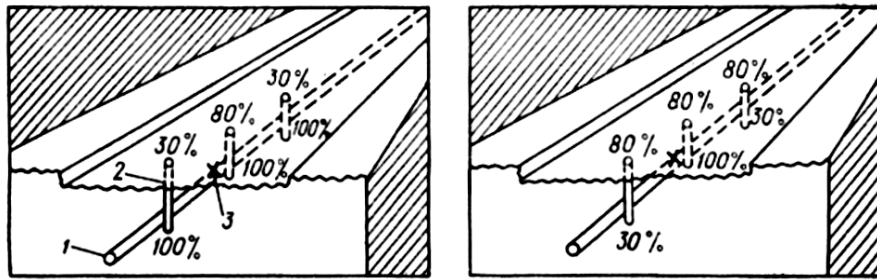


Рис.56 – Місце знаходження газу в свердловині

У будь-якому випадку слід пам'ятати, що шпари після вилучення з них першої проби газу зберігають свою здатність до видачі газу в атмосферу на початковому рівні. Тому потрібен час інтенсивного виходу газу з устя шпари, який складає, як правило, 10 –15 хв, а при дуже сильній загазованості ґрунту – 30-45 хв.

2.1.5. Вплив витоків газу на ґрунт і оточуюче середовище

У випадку пошкоджень газопроводу і відповідно при тривалому накопиченні газу в багатьох шпарах установлюються майже однакові величини концентрації газу. Чітке максимальне значення показань, що дозволяє зробити висновок про точне місце розташування пошкодження, відсутній.

Величина концентрації газу навіть тривалий відрізок часу залишається постійною. Тобто після відсмоктування накопиченого газу завжди відбувається нове його накопичення в зоні дефекту. Газ, що залишився в зоні витоку, негативно впливає як на ґрунт, так і на оточуюче середовище. У деяких випадках можна сказати, що процес відмирання дерев, рослин та ін. теж впливає на флору. Але аналізи зразків болотного (“міського”) і природного газів показали значні розходження щодо позитивного впливу на відмирання дерев.

Природний газ складається з 81,4% CH_4 і 3,1% інших вищих вуглеводнів (в об'ємних частках). Вмісту об'ємної частки 84,5% вуглеводнів у болотному газі протистоїть тільки об'ємна частка

21,8% CH_4 і об'ємна частка 3,04% інших вищих вуглеводнів. Отже, якщо в “міському” і природному газі серед вуглеводнів кількісно абсолютно переважає CH_4 , то в “міському” газі як кількісно, так і за енергетичною цінністю найважливішою складовою є водень H_2 (48,8%), який відсутній у природному газі. У природному газі також відсутні C_2H_4 , C , H_2S , HCN , NH_3 . У ньому також відсутні шкідливі для дихання отрути і етилен, небезпечні як для людини, так і для рослин. Причини, що призводять до відмирання дерев поблизу витоків газу, були досліджені нідерландською фірмою SIAB під науковим керівництвом вченого Хекса в 1972р. Для цього на випробувальному полігоні в одному місці в порівняно легкий піщаний ґрунт безупинно вводили природний газ. Потім на різних відстанях від місця витоку газу вимірювали величину концентрації природного газу CH_4 , CO_2 і O_2 у «приґрунтовому» шарі повітря. Випробування привели до наступного результату: величина концентрації природного газу знижувалася зі збільшенням відстані від місця витоку (рис.57). У місці виходу газу концентрація CO_2 спочатку залишалася незмінною в порівнянні з «незагазованим» ґрунтом, але потім, зі збільшенням відстані від місця витоку, швидко зростала в декілька раз і зберігалася за межами зони, в якій виявлявся метан. Тільки далеко за межами зони загазованості ґрунту величина концентрації CO_2 знизилася до нормального вмісту.

Болотний газ, як і природний, містить в собі метан, що негативно впливає на оточуюче середовище.

При виявленні в ґрунті двоокису вуглецю можна спостерігати наступне: концентрація в місці витоку газу низька і зберігається доти, поки в ґрунті ще присутній природний газ. Поза зоною загазованості концентрація O_2 швидко збільшується, тоді як концентрація CO_2 одночасно знижується.

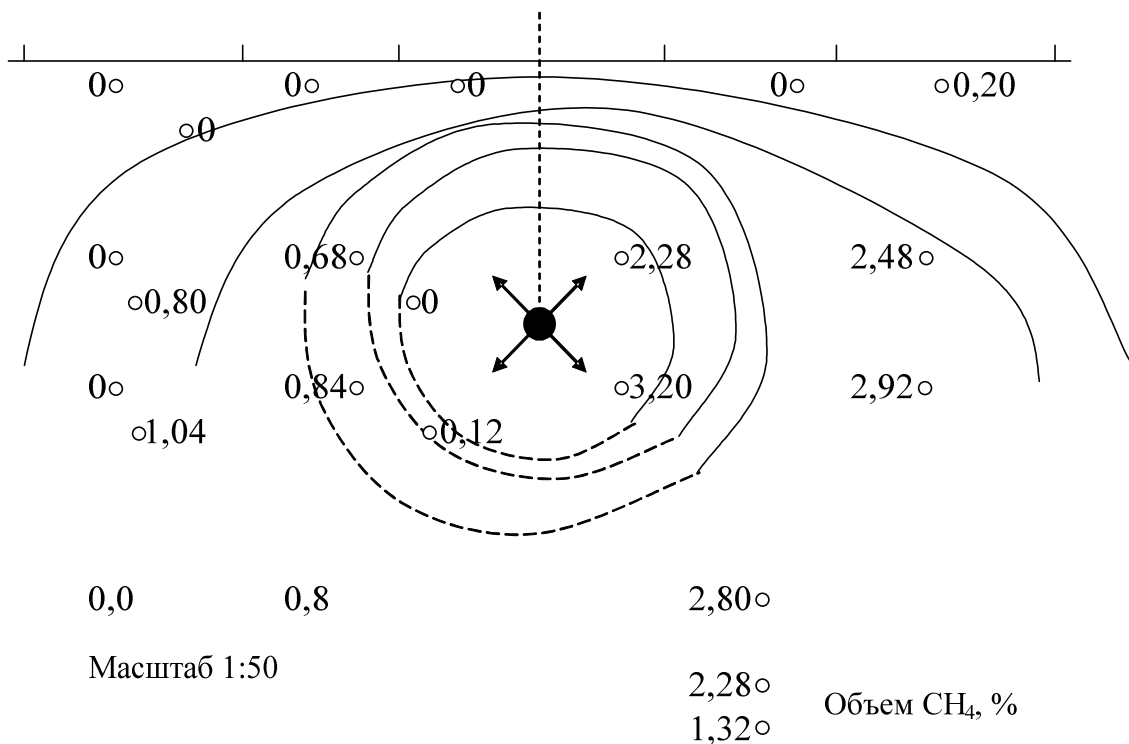


Рис.57 – Залежність величини концентрації CH₄ у ґрунті за Хексом (1972р.)

У ґрунті знаходяться в дуже великій кількості бактерії, що окислюють метан природного або “міського” газів через проміжні продукти в CO₂ і H₂O з виробленням енергії. Сумарна формула: CH₄ + 2O₂ = CO₂ + 2H₂O показує, що для біологічного розкладу однієї об’ємної частини CH₄ потрібні дві об’ємні частини O₂, при цьому також утворюється одна об’ємна частина CO₂. Отже, якщо в одному місці в ґрунті розповсюджується метан CH₄, то в атмосфері «приґрунтового» шару біологічно споживається кисень O₂. Концентрація O₂ може збільшитися тільки тоді і там, де: а) метан CH₄ повністю розклався, тобто поза зоною загазованості, б) нове повітря може проникати в ґрунт у достатній кількості.

Залежно від розмірів плями газу і дихальної здатності ґрунту природно, що концентрація O₂ знижується в ґрунті на різну величину. Як емпіричну величину можна вважати, що поблизу плями газу концентрація O₂ в атмосфері «приґрунтового» шару постійно дорівнює 12-14%, а часом навіть знижується до 0-2%.

Виходячи з цього, обґрунтоване загальне пояснення шкідливості газу в таких випадках:

а) внаслідок проникнення природного або болотного газу в ґрунт механічно витісняється повітря, отже концентрація O_2 знижується;

б) якщо метанові бактерії жадібно поглинають CH_4 , то знижується концентрація O_2 у «приґрунтовій» атмосфері доти, доки не буде повністю витрачений метан і поки в ґрунт знову не дифундує більша кількість O_2 , ніж там була біологічно спожита.

Ці вимірювання збігаються з результатами, що були отримані при спільних дослідженнях з газовим підприємством Гамбурга. На рис.58 показано схематичне уявлення залежності величин концентрації CH_4 , CO_2 і O_2 у ґрунті від плями.

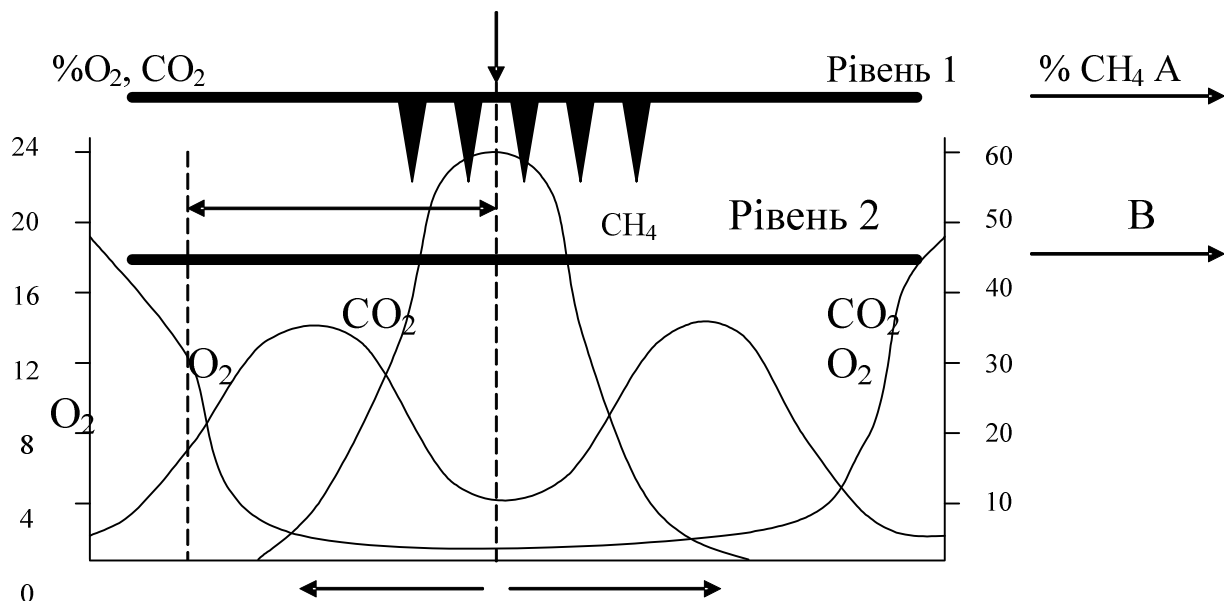


Рис.58 – Залежність величин концентрації CH_4 , CO_2 і O_2 у ґрунті від місця витоку газу

Результати досліджень Хекса показали, що метанові бактерії споживають кисню O_2 в 4-5 разів більше, коли температура ґрунту підвищується з $13,5^0$ до $20,5^0$ С. Це говорить про те, що природний газ взимку, тобто при низькій температурі ґрунту, є менш шкідливим для рослинності (дерев), ніж улітку.

2.1.6. Фактори зниження відмов систем газопостачання

Основним фактором, що дозволяє знизити кількість аварій, є своєчасне виявлення пошкоджень на газопроводах і їхнє прогнозування. Очевидно, що імовірність більш швидкого виявлення витоків газу буде на тому підземному газопроводі, який частіше оглядається, незалежно від часу його експлуатації. Тому усім спеціалізованим підприємствам з газопостачання і газифікації (СПГГ) необхідно організовувати і робити своєчасний та якісний огляд підземних газопроводів строго за графіками з дотриманням періодичності, враховуючи особливість газопроводів, термін служби яких більше 20 років.

Періодичність обходу газопроводів, передбачена нормативними документами (ПБСГП України, ДБН та ін.), є мінімально допустимою.

Враховуючи конкретні умови, окремі ділянки підземних газопроводів треба оглядати частіше. Так, після аналізу досвіду експлуатації підземних газопроводів з урахуванням корозійної ситуації можна зробити висновок, що обхід газопроводів низького тиску необхідно проводити 1 разів на тиждень. Аналіз роботи СПГГ великого міста показує, що 75-80% витоків на газопроводах виявляються під час комплексного приладового обстеження, тобто прилади більш чутливі до виявлення метану в порівнянні з реакцією людського організму на запах одоранту. Це обумовлено суб'єктивними факторами стану здоров'я людини, а також рівнем одоризації газу. Прилади не мають цих недоліків. Ідеальним варіантом є стовідсоткове оснащення кожної бригади працівників газопошуковими приладами.

Важливим фактором, який запобігає механічним пошкодженням газопроводів, є регулярний обхід трас. Обходячи трасу, працівники візуально виявляють порушення, які допускають сторонні будівельні організації в охоронній зоні газопроводів. Це

земляні роботи, висадження дерев, будівництво стоянок автотранспорту, гаражів, кіосків та ін. Своєчасне усунення цих порушень і припинення земляних робіт дозволяє скоротити кількість механічних пошкоджень на газопроводах.

Велике значення для безпечної експлуатації системи газопостачання має справність ущільнень вводів і випусків інженерних комунікацій, наявність продухів для вентиляції підвалів, які повинні обстежуватися власником з оформленням акту. Працівники СПГГ повинні регулярно контролювати виконання цих робіт щорічно до початку опалювального сезону. У технічних умовах на газифікацію об'єктів, видаваних підприємством, передбачені вимоги щодо герметизації вводів інженерних комунікацій до пуску газу, встановлення сигналізаторів загазованості й електромагнітних клапанів відповідно до діючих норм і правил. Виконання цих заходів дозволяє скоротити число аварійних ситуацій при попаданні газу в суміжні комунікації.

Немаловажним питанням є одоризація газу. Її роль не можна недооцінювати. Вона сприяє мобілізації населення газифікованих об'єктів на виявлення витоків газу. Багато витоків газу виявляється завдяки телефонним повідомленням жителів у службу "04", які виявили витік газу за запахом одоранту. Контроль за ступенем одоризації виконують не рідше одного разу в 10 днів виробничою лабораторією підприємства в різний час доби, тому що при зниженні витрат газу в нічний час з метою економії одоранту газотранспортне підприємство прикриває крапельницю, що може призвести до зниження нормативного вмісту одоранту.

Безпека систем газопостачання багато в чому залежить від ступеня готовності кожного газового господарства до локалізації і потім повної ліквідації виникаючих аварійних ситуацій. Тут першорядна роль належить службі аварійно-відбудовних робіт. Машина аварійної служби газу повинні бути оснащені необхідним

сучасним обладнанням, засобами малої механізації, інструментом, матеріалами, радіо станціями, маяками.

Диспетчерів служби "04" треба підбирати з працівників, які мають досвід роботи в газовому господарстві. Це дозволяє одержати вірну інформацію від заявника і грамотно прийняти рішення.

Важливе значення для підвищення безпеки експлуатації системи газопостачання має паспортизація підземних газопроводів. Аналіз цієї роботи дозволяє вносити в плани роботи підприємства заміну або ремонт газопроводів, подальша експлуатація яких може призвести до створення аварійних ситуацій. Забезпечити безпеку житлових та інших будинків і споруд, що знаходяться поблизу підземних газопроводів, можна тільки разом з іншими організаціями, насамперед з працівниками житлово-комунальних служб. Для цього треба розробити і затвердити рішення в місцевих органах влади, які зобов'язують їх разом з газовими господарствами виконувати наступні заходи:

- обладнання підвалів житлових та інших будинків отворами в стінах для наскрізного провітрювання, усунення тріщин фундаментів;

- складання графіків перевірки загазованості підвальних приміщень працівниками ЖЕКів і відомств, герметизація інженерних вводів;

- в особливих випадках, визначених нормативними документами (приміщення з великим скупченням людей, супермаркети, кінотеатри, театри і т.д.), обладнання їх сигналізаторами загазованості з виведенням на центральний пункт;

- перевірка спеціальними комісіями під керуванням райвиконкомів ущільнення вводів інженерних комунікацій, а також наявності продуктів у зовнішніх стінах підвалів і технічних приміщень, що не мають витяжної вентиляції. У разі потреби в

зимовий час для регулювання повітрообміну в продухах необхідно передбачати регулюючий пристрій;

- рекомендація усім службам перевіряти колодязі і канали на загазованість і обладнати ці споруди незалежно від їхньої відомчої приналежності витяжними пристроями;

- перевірити і, при необхідності, запропонувати, щоб у колекторах і каналах (особливо в каналах тепломережі і телефонної каналізації) були встановлені непроникні для газу перегородки;

- обладнати кришки люків колодязів отворами діаметром до 10 мм з внутрішньою різьбою;

- при необхідності (у корозійних зонах і газопроводах) установити контрольні трубки в районі (зоні) перетинання газопроводу з підземними комунікаціями (теплотрасою, телефонною каналізацією і т.д.), робити це треба через 50-100 м;

- планове буріння трас газопроводів з метою забезпечення безпеки від можливих витоків газу слід проводити в зимовий час, коли вихід газу в атмосферу через мерзлий ґрунт утруднений. Для цього необхідно мати буровий самохідний комбайн для повної механізації процесу буріння;

- обов'язкова перевірка підвалів будинків працівниками САВР у зимовий час незалежно від характеру заявок;

- прокладка внутрішньоквартальних і дворових вводів по фасадах будинків, газопроводів низького тиску, тому що чим менше газопроводів під землею, тим більше гарантія безпеки для життя та добробуту людей і збереження будинків;

- автоматизація процесів диспетчерського керування системою газопостачання;

- автоматизація процесів виявлення загазованості приміщень, підвалів, технічних приміщень.

Немаловажним фактором роботи газопроводів у безаварійному стані є їх своєчасна реконструкція. Найвигіднішим з

точки зору безпеки, швидкості, економічності та ряду інших причин є оновлення (реновація, санація) застарілих газопроводів поліетиленовими трубами.

Аналіз показує, що газопроводи, які знаходяться в експлуатації більше 30 років, практично знаходяться в аварійному стані. За статистикою, коли брати до уваги велике місто, це становить приблизно 1,4 тисячі кілометрів, що складає 60 відсотків усіх газопроводів. Такий критичний стан газових мереж спонукає підприємства, які їх експлуатують, виконувати роботи з реновації та санації сталених газопроводів поліетиленовими трубами. Нові технології реконструкції газових мереж сприятимуть їх безаварійній та безперебійній роботі, направленій на забезпечення споживачів газом. Крім цього скорочується періодичність обходів трас, зникає необхідність наявності установок електрохімічного захисту та ін.

Контрольні запитання

1. Назвіть фактори відмови систем газопостачання.
2. Охарактеризуйте дії газового господарства з ліквідації аварійних ситуацій.
3. Які причини виникнення відмов систем газозабезпечення?
4. Яка залежність надійності систем газопостачання від часу експлуатації?
5. Назвіть процес поширення газу в ґрунті при наявності підземних комунікацій.
6. Який процес поширення газу в замерзлому ґрунті?
7. Як впливає витік газу з підземних газопроводів на ґрунт і оточуюче середовище?
8. Назвіть основні фактори зниження відмов систем газопостачання.

2.2. Діагностика технічного стану систем газопостачання

2.2.1. Показники оцінювання технічного стану газопроводів

Обстеження газопроводів і їхніх споруд необхідне для визначення та оцінки їх технічного стану, а також можливостей й умов подальшої експлуатації. Позитивні показники технічного стану характеризують безпечну й надійну експлуатацію газопроводів і споруд на них.

Підлягають обстеженню всі діючі газові мережі незалежно від терміну експлуатації, відомчої приналежності і форми власності, а також газопроводи, які тимчасово не експлуатуються.

Особливо важливим є визначення технічного стану і можливості подальшої експлуатації газопроводів із застарілим терміном амортизації (для міських він складає 30-40 років), на яких були витoki газу через розриви зварювальних з'єднань, наскрізні корозійні пошкодження газопроводів, які експлуатуються певний час без електрозахисних установок.

За результатами обстеження дається оцінка технічного стану і приймається обґрунтоване рішення про можливість подальшої надійної і безпечної експлуатації.

Показники оцінки технічного стану газопроводів. Оцінка технічного стану газових мереж здійснюється за певними показниками.

Стальні підземні розподільні газопроводи оцінюють на:

- герметичність ;
- стан захисного ізоляційного покриття;
- стан металу труби (наявність корозійних або механічних пошкоджень);
- стан зварювальних з'єднань;
- стан електрохімічного захисту.

Стальні надземні розподільні газопроводи оцінюють на:

- герметичність ;

- стан труби, опор, кріплень, ізолюючих прокладок, компенсаторів, фланців та ін.;
- якість зварювальних з'єднань.

Поліетиленові розподільні газопроводи оцінюють на:

- герметичність;
- стан поліетиленової труби (наявність поперечних і поздовжніх тріщин, механічних пошкоджень труб і стикових з'єднань, проколів, вм'ятин);
- стан ізолюючого покриття сталей вставок і з'єднань поліетиленової труби із сталлю;
- стан сталей вставок і з'єднань поліетиленової труби із сталлю;
- нещільності в різних з'єднаннях між поліетиленовою трубою і сталлю.

Газопроводи-вводи оцінюють частинами. Підземну частину оцінюють так, як для підземних розподільних газопроводів, надземну – за критеріями надземних розподільних газопроводів. Місце виходу газопроводу-вводу на межі розділення двох середовищ (земля–повітря) оцінюють з урахуванням перехідних зон (ділянок).

Ввідні газопроводи оцінюють так, як сталі надземні розподільні газопроводи.

При оцінці технічного стану газопроводів важливе значення має врахування умов, в яких знаходиться газопровід: геологічних (стан ґрунту), розміщення газопроводу відносно інших інженерних мереж і споруд (для підземної прокладки). Беруть до уваги також стан газопроводу, який знаходиться на береговій і підводній ділянці (при прокладанні газопроводу через водні перешкоди), що визначається спеціалізованими організаціями один раз на 5 років.

Корозійні умови: наявність і ефективність роботи засобів електрохімічного захисту (EX3) – зону катодної поляризації

газопроводів, знакозмінну або анодну зону на газопроводах враховують при оцінюванні підземних газопроводів. Впливає на оцінку технічний стан арматури (засувки, компенсаторів, гідрозатворів та ін.), регуляторів тиску, споруд газопроводу (газових колодязів, засобів ЕХЗ, катодних станцій), протекторних, дренажних установок і т.д.

2.2.2. Прилади для діагностики газопроводів

Для визначення концентрації горючих газів найбільше поширення одержав переносний *газоіндикатор типу ПГФ-2М1*. Дія цього приладу заснована на зміні електричного опору терморезистора (чутливого елемента) при згорянні на ньому пального компонента досліджуваної суміші. При цьому в приладі, зібраному за схемою зрівноваженого моста, відбувається порівняння електричних опорів робочого терморезистора, на якому згоряє горюча складова повітря. Робочі й еталонні терморезистори називають плечовими елементами. Загальний вигляд, принципова і газова схеми приладу наведені на рис.59.

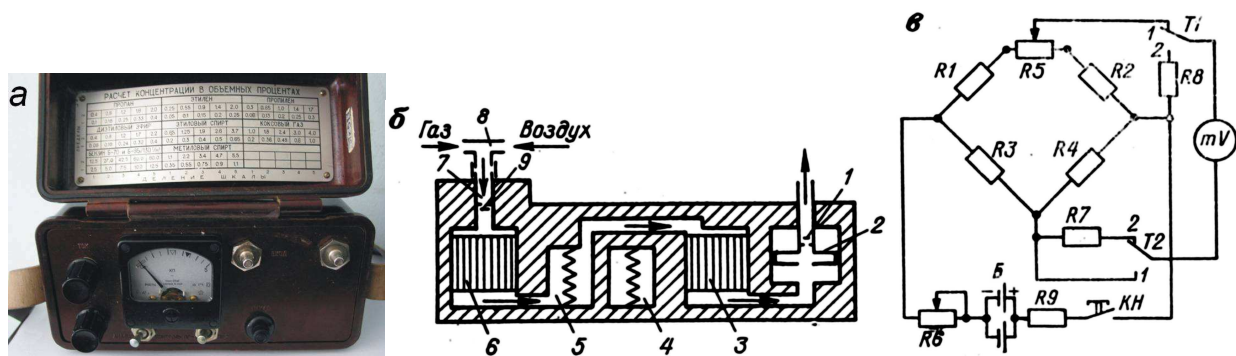


Рис.59 – Газоаналізатор ПГФ-2М1:

а – загальний вигляд; б – газова схема; в – електрична схема

1 – випускний клапан; 2 – поршневий насос; 3, 6 – вибухозахисні втулки; 4 – порівняльна камера еталонного терморезистора; 5 – вимірювальна камера терморезистора; 7 – вхідний штуцер; 8 – трійник для розведення проби повітрям; 9 – випускний клапан.

Складність застосування газоіндикаторів ПГФ полягає в тому, що на робочі параметри перед початком газоаналізу прилад треба

налагодити на чистому повітрі. Прилад має дві межі вимірювання: ПР1 і ПР2. змінним резистором R6 – «Струм» (тумблер Т1 у положенні 2 – «Контроль», Т2 – ПР1) встановлюється струм, при якому платинові спіралі чутливих елементів розігріваються до температури згоряння очікуваного в суміші пального компонента: для газоіндикатора модифікації «Пропан» - на першій реперній точці, для газоіндикатора «Метан» - на другій. Потім, попередньо прокачавши насосом чисте повітря через робочий терморезистор, обертаючи рукоятку потенціометра R5 («Нуль»), врівноважують схему (тумблер Т1 у положенні 1 – «Аналіз»). Оскільки прилад здійснює аналіз явно чистого повітря, стрілку приладу встановлюють в нульове положення.

Газ аналізують після забору проби насосом через шланг на другій межі ПР2, щоб уникнути виходу з ладу робочого елемента. При відсутності показань на цій межі переходять на ПР1. Переміщення показань приладу в процентну концентрацію за обсягом здійснюють за допомогою таблиці, закріпленої на внутрішній стороні кришки приладу.

Шахтні інтерферометри (ШІ) також одержали велике поширення в газових господарствах для визначення концентрації метану, вуглекислого газу і кисню в повітрі. Дія цього приладу заснована на зміні зсуву смуг інтерференції (накладення) двох світлових променів, один з яких проходить через досліджуваний газ (наприклад, метан), а другий – через чисте повітря. Прилад має дві камери (робочу і порівняльну), вмонтовану оптичну систему і окуляр для спостереження. При заповненні обох камер чистим повітрям світлові промені проходять через однакове оптичне середовище. Таке вихідне нульове положення фіксується сполученням середини лівої чорної смуги інтерференційної картини з нульовою оцінкою нерухомої шкали. Після заповнення робочої камери досліджуваною газоповітряною сумішшю

здобувають додаткову різницю ходу променів і інтерференційна картина переміщується від свого нульового положення тим більше, чим більше концентрація досліджуваного газу. Зовнішній вигляд приладу ШІ і принципова схема наведені на рис.60.

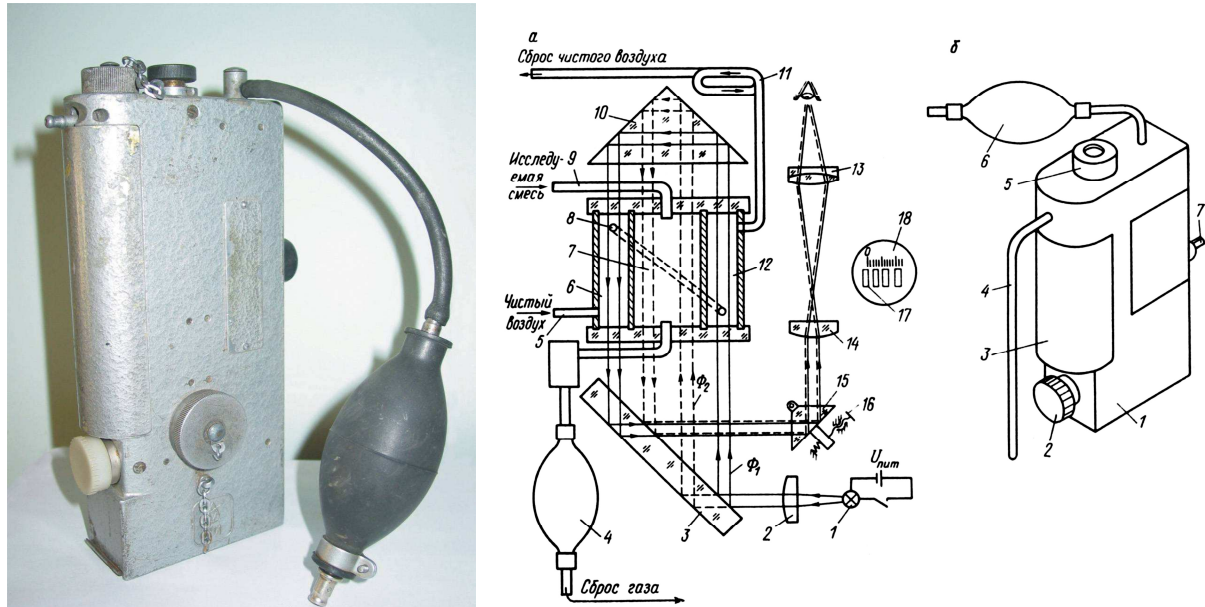


Рис.60 – Шахтний інтерферометр типу ШІ:

- а) – принципова схема: 1 – лампа розжарювання; 2 – лінза; 3 – плоскопаралельне дзеркало; 4 – гумова груша; 5 – патрубок; 6,12 – порівняльні камери чистого повітря; 7 – вимірювальна камера; 8 – сполучна трубка; 9 – патрубок; 10 – призма повного внутрішнього відображення; 11 – лабіринт; 13 – окуляр; 14 – об'єктив; 15 – вихідна відбивна призма; 16 – регулюючі гвинти нуля; 17 – інтерференційна чорна смуга; 18 – шкала.
- б) загальний вигляд: 1 – корпус; 2 – регулювальний гвинт нуля; 3 – вологопоглинаючий патрон; 4 – гумовий шланг; 5 – окуляр; 6 – гумова груша; 7 – кнопка включення освітлювача.

Газоіндикатор ВГІ-2. Прилад (рис.61) призначений для визначення місць витоків газу на підземних газопроводах, а також у фланцевих, різбових з'єднаннях і арматурі зовнішніх і внутрішніх газопроводів. Прилад застосовують для роботи на відкритому повітрі при температурі від -20 до +40°C і відносній вологості не більше 80%; маса його 4,6 кг. Шкала приладу має дві перемикаючі межі вимірювання для метану: перша - від 0 до 0,2; друга – від 0 до 2. Чутливість 0,01%. Живлення приладу здійснюється постійним струмом від акумулятора напругою 12В, споживана потужність

15Вт. Продуктивність електрокомпресора при доборі проби 200-300 см³/хв, час виходу на робочий режим не більше 15 хв, инерційність спрацьовування при довжині забірної шланга 1,5 м з діаметром 3 мм не більше 10 с. Шкала приладу градуйована в мікроамперах.

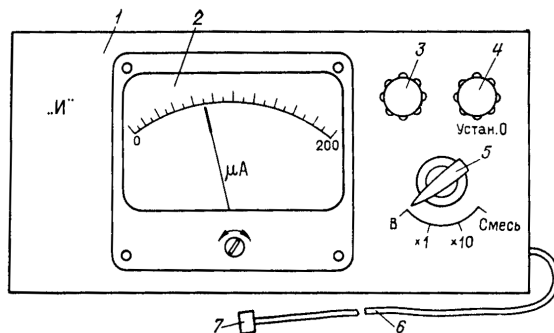


Рис. 61 – Газоіндикатор ВГІ-2:

1 – корпус; 2 – мікроамперметр; 3 - регулювання продуктивності компресора; 4 – ручка настроювання; 5 – перемикач меж шкали; 6 – забірний шланг проби на ротаметр; 7 – фільтр

Газоіндикатор працює за принципом безполум'яного каталітичного спалювання проби газоповітряної суміші, що відбирається з контрольованого місця на розпеченій платиновій спіралі, яка є одним плечем вимірювального містка Уїтстона. Одночасно на другому плечі цього містка на такий же розпеченій струмом акумуляторній батареї спіралі нагрівається чисте повітря. Коли в пробі з передбачуваного місця витоку газу відсутній газ, то температури вимірювальної і порівняльної платинових спіралей будуть однаковими. Будуть однаковими також їхні електричні опори, внаслідок рівності яких стрілка приладу індикатора не відхилиться від нульового положення на шкалі. При наявності газу в пробі у результаті окислювання в ній палих компонентів на вимірювальному плечі виділяється додаткова теплота, яка збільшує опір вимірювальної платинової спіралі, а у вимірювальній діагоналі моста виникає різниця потенціалів, пропорційна концентрації горючих компонентів у пробі, що викликає відповідне відхилення стрілки мікроамперметра.

Для визначення процентного вмісту газу в контрольованому середовищі слід провести калібрування приладу по контрольним газоповітряним сумішам заздалегідь приготовленого вмісту газу. Для калібрування шкали мікроамперметра на процентний вміст газу достатньо провести її по одній контрольній газоповітряній суміші на першій і другій межі вимірювання. Для калібрування на першій межі рекомендується використовувати 0,1%-ну газоповітряну суміш, на другому - 1%-ну. Прилад включають у роботу таким чином: шнур живлення приєднують до акумуляторної батареї автомобіля, потім повертають ручку перемикача "В" у положення "Х10" – газоіндикатор включений у роботу. Прилад потребує настроювання перед кожним етапом обстеження системи газопостачання.

Настроювання газоіндикатора здійснюють на чистому повітрі. Поворотом ручки потенціометра "Дросель" встановлюють поплавки ротаметра на реперну точку, що характеризує оптимальну швидкість потоку газоповітряної суміші. Потім виконують налагодження приладу на нуль шляхом обертання ручки "Устан. 0".

Забір проби здійснюють електрокомпресором через пробовідбірний шланг, який вводять в зону контролю. Концентрацію газу визначають по максимальному відхиленню стрілки індикатора. Вимірювання варто починати на другій межі чутливості приладу, при цьому перемикач "В" ставлять у положення "Х10". Якщо концентрація газу невелика (стрілка мікроамперметра відхиляється незначно), аналіз повинен бути повторений на першій межі чутливості, тобто перемикач "В" ставиться в положення "Х 1".

Концентрацію газу визначають з розрахунку, що кожен цифровий розподіл шкали (10 мА) на першій межі виміру відповідає 0,01 об.% метану, а на другій – 0,1%. Для розширення верхньої межі вимірювання приладу до 4-6 об.% вмісту газу в пробі

перемикач газоіндикатора "В" переводять у положення "Суміш". У такому разі проба всмоктується електрокомпресором по пробовідбірному шлангу з пилопоглинальним фільтром з бавовняної вати через ротаметр, який показує інтенсивність добору проби. Повітря при цьому підсмоктується через клапан, що відкрився на корпусі приладу. Аналіз проби безупинно закачується у газоіндикатор протягом не менше 30 с.

Перед застосуванням прилад необхідно перевірити на наявність або відсутність вибухонебезпечної концентрації газу в місці контролю (за допомогою інших переносних газоіндикаторів) або в колодязі, підвалі, приміщенні тощо. Вводять тільки пробовідбірний шланг з фільтром, а сам прилад розташовують за межами загазованої зони.

Газоіндикатор "Тестер-CH₄" (Німеччина) являє собою автоматичний вибухозахищений переносний малогабаритний газоіндикатор періодичної дії. Дія цього приладу заснована на вимірюванні струму розбалансування у вимірювальному містку, що виникає і змінює свою силу в результаті каталітичного спалювання на платиновій спіралі плеча цього містка різного вмісту газу в контрольованому повітрі. Вбудований у газоіндикатор електричний насос всмоктує пробу з атмосфери (за допомогою шланга) у вимірювальну камеру. При наявності в пробі газ спалюється на вимірювальному елементі. У результаті зміни опору елемента відбувається розбалансування вимірювального моста. Концентрацію газу знімають за показаннями амперметра, шкала якого відградуєвана у відсотках об'єму метану. Межі виміру приладу за шкалою 0-5 об. %.

Прилад включають натисканням кнопки керування, після цього процес вимірювання повністю автоматизується. Спочатку працює насос, про що свідчить права лампочка (яка горить червоним кольором), потім насос виключають, здійснюють аналіз

проби (лампа горить зеленим кольором). За максимальним відхиленням стрілки визначають відсоток загазованості. Весь процес триває 15 с. Про достатність напруги свідчить ліва лампочка (зелений колір – норма, червоний – потрібна підзарядка акумуляторів, вбудованих у прилад). Підзарядку мініатюрних акумуляторів приладу здійснюють за допомогою мережного (220 В) зарядного пристрою. Маса приладу 0,8 кг; габаритні розміри 50х80х150 мм.

Газоіндикатор "Універсал" (Німеччина), загальний вигляд якого показаний на рис.62, призначений для виявлення місць витоку газу з підземних газопроводів без розкриття ґрунту. Його використовують також для відшукування місць розгерметизації надземних і внутрішніх газопроводів.

Принцип дії приладу заснований на вимірюванні провідності реакційного елемента при контакті з газом. Прилад не має вибухонебезпечного захисту. Індикація візуальна (стрілочний індикатор зі шкалою 100 поділок) і звукова (звуковий сигнал низького тону). Додаткові пристрої: блок для зарядки акумуляторів від мережі змінного струму 220 В; фільтр пилозахисний, фільтр спеціального очищення газу.

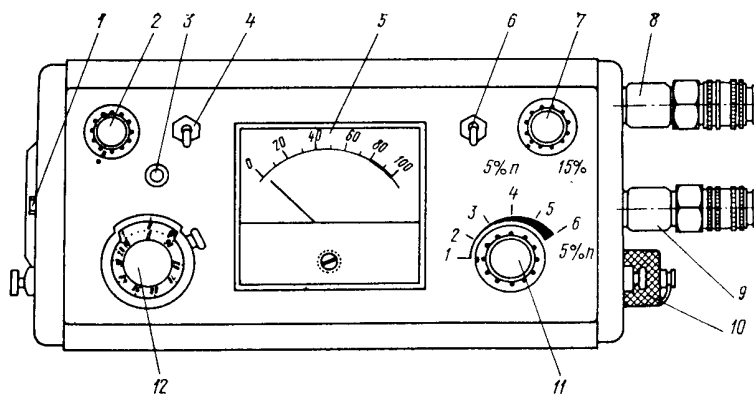


Рис. 62 – Газоіндикатор «Універсал»:

1 – місце підключення телефону; 2 – тумблер включення приладу; 3 – діод яскравості; 4 – тумблер «Тривога»; 5 – індикатор; 6 – тумблер «Тест-вольтів»; 7 – перемикач діапазонів; 8 – муфта для роботи в режимі «Грубо»; 9 – муфта для роботи в режимі «Точно»; 10 – рознімання для заряду акумулятора; 11 – перемикач чутливості; 12 – потенціометр установки нуля.

Основні технічні дані приладу подані в табл. 9.

Таблица 9 – Технічні характеристики газоіндикатора "Універсал"

Межі вимірювань по метану, об%:	Показання
1	2
1 ступінь об%:	0-0,001
2 ступінь об%:	0-0,005
3 ступінь об%:	0-0,01
4 ступінь об%:	0-0,05
5 ступінь об%:	0-0,1
6 ступінь об%:	0-0,5
Інерційність спрацьовування, с	не більше 3
Час виходу на робочий режим, хв	не більше 5
Подача насоса, м ³ /год.	не менше 4
Час безперервної роботи, год.	10
Напруга живлення від вбудованих акумуляторів, В	2; 9
Час зарядки акумуляторів, год.	не більше 12
Термін служби акумуляторів, циклів (зарядів-розрядів)	не менше 1000
Габаритні розміри, мм	240x100x150
Маса, кг	3

Чутливість газоіндикатора перевіряють подачею на вхід пробовідбірника контрольних сумішей. Під час роботи з приладом необхідно контролювати напругу живлення, періодично включаючи тумблер "Тест-вольтів", а також по шуму насоса і діоду яскравості.

Універсальний газоіндикатор "Варіотек-В" (Німеччина) (рис.63). Призначений для: а) перевірки щільності діючих підземних газопроводів методом відсмоктування повітряного середовища з поверхні ґрунту над газопроводами; б) локального пошуку витоків газу з підземних газопроводів через спеціально зроблені свердловини в ґрунті по трасі обстежуваних ділянок газопроводів; в) контролю герметичності арматури, фланцевих та інших з'єднань на діючих надземних газопроводах.



Рис. 63 – Газоіндикатор "Варіотек-В":

- 1 – вимикач; 2 – перемикач діапазонів; 3 – потенціометр настроювання нуля;
4 – індикатор зарядки акумулятора; 5 – штуцер; 6 – гніздо для підключення зарядного пристрою; 7 – корпус

Прилад складається з чотирьох основних вузлів:

- 1) переносного газоіндикатора ;
- 2) пробозабірних пристроїв - детекторних зондів;
- 3) пристрою для зарядки акумуляторів газоіндикатора;
- 4) додаткового компактного акумулятора.

Для визначення наявності газу в контрольованому середовищі в газоіндикаторі застосовують газочутливий напівпровідниковий елемент. Матеріал цього елемента складається головним чином з двоокису олова SnO_2 , що володіє електронною провідністю. Носіями заряду в зазначеному матеріалі є електрони. У момент контролю горючі гази адсорбуються на поверхні напівпровідникового елемента, при цьому молекули газу віддають свої електрони напівпровідниковому елементу, підвищуючи його електричну провідність. Іншими словами, чим більше молекул газу адсорбується на напівпровідниковому елементі, тим більше його провідність. На відміну від горючих газів, кисень адсорбується на напівпровідниковому елементі у вигляді негативного заряду. При цьому напівпровідниковий елемент втрачає заряди, в результаті чого його електрична провідність знижується.

Зміна електричної провідності напівпровідника фіксується як зміна газової концентрації контрольованого середовища

електронним стрілочним приладом, який показує вісім діапазонів чутливості. За допомогою газоіндикатора "Варіотек-В" вимірюють концентрації газів від 0,001 до 100 об.%.

Газоіндикатор оснащений електромеханічним пристроєм для відсмоктування контрольованого середовища на чутливий елемент, а при застосуванні ручного детектора використовується ефект дифузії газу. Незалежно від того, чи включений діапазон вимірювань (чутливості), вмонтований у прилад датчик звукового сигналу «спрацює» у тому випадку, коли стрілка приладу перейде за цифру 20 на шкалі. Звуковий датчик служить допоміжним засобом для виявлення місць витoku газу в тих випадках, коли оператор, який обслуговує газоіндикатор, працює в умовах інтенсивного вуличного руху.

Вмонтовані в газоіндикатор нікелієво-кадмієві акумулятори ємністю 2,5 А·год. призначені для роботи протягом 10 год., після чого вони повинні бути підзаряджені підключенням зарядного пристрою до штепсельного рознімання. Стан зарядки акумулятора перевіряють мініатюрним стрілочним індикатором. Зарядка достатня, якщо стрілка індикатора знаходиться в зеленому секторі шкали. При переході стрілки в червоний сектор акумулятор треба підзарядити. Повністю розряджений акумулятор заряджають знову протягом 14 год.

Додаткова акумуляторна батарея являє собою нікелієво-кадмієвий акумулятор напругою 6 В, ємністю 3 А·ч. Цю компактну батарею застосовують при зовнішніх температурах нижче 0°C і переносять під верхнім одягом персоналу з метою запобігання зниженню її напруги. Акумулятор підключають до газоіндикатора через зарядний штепсель.

Всередині детекторного пристрою, між усмоктувальним патрубком і насосом знаходиться фільтр, крім того, фільтри є і в зондах.

Габаритні розміри приладу 190x160x100 мм; маса 2,0 кг.

Пересувне обладнання для виявлення витоків газу.

Ще в 1963 р. вперше намагались виявити витік газу за допомогою інфрачервоного детектора, встановленого на автомобіль. У 1964 р. фірма “Северин” (Німеччина) і фірма “ХИТ” (США) розробили систему плоттера витоку газу, так званого “відсмоктування газу”, із системою відсмоктування (рис.64). Це дало змогу виявляти місця витоків газу без буріння свердловин.

У 80-ті роки 20 ст. для контролю підземних газопроводів застосовували пересувні лазерні лабораторії (ЛЛП) на базі автомобілів УАЗ-452 або ЕрАЗ-762Б. Лазерна газоаналітична система (ЛГА) дозволяє знайти вміст метану в атмосфері, що перевищує фоновий рівень, – $1,6 \cdot 10^{-4}$ об. %.



Рис.64 – Автомобіль із системою “відсмоктування” витоків газу

Лабораторія складається з автомобіля, в якому розміщена лазерна газоаналітична система із збудником витрати і джерелом живлення. Кузов автомобіля розділений перегородкою на два відсіки – приладовий і агрегатний. Верхня частина перегородки, що

розділяє кабінку водія і кузов, знята для здійснення оперативних команд оператора водієві. У приладовому відсіку встановлений аналізатор ЛГА, збирач повітря, пробовідбірник ПО-3 (виносний), крісло, вогнегасник, шухляда інвентарна, а в агрегатному відсіку – джерело живлення системи ЛГА, збудник витрат і вогнегасник. У передній частині автомобіля до бампера кріпляться пробовідбірники. Пробовідбірники гнучким шлангом з'єднані з аналізатором ЛГА і збудником витрат. Електричні кабелі й проводи, що з'єднують джерело живлення із збудником витрат і аналізатором ЛГА, вміщені в гумовий шланг і розташовані між обшивкою і металевим кузовом.

Сучасні лазерні лабораторії (рис. 65) обладнані найновішим устаткуванням та персональним комп'ютером.



Рис.65 – Сучасна лазерна лабораторія

Принцип дії лазерного газоаналізатора заснований на поглинанні молекулами метану частини енергії світлового променя гелієво-неонового лазера, причому ослаблення інтенсивності світлового променя тим більше, чим більше молекул метану зустрінеться на шляху променя. Кожен газ характеризується певною частотою поглинання електромагнітних хвиль (світла). Для

метану максимум поглинання відповідає частоті випромінювання гелієво-неонового лазера. Всі інші гази мають максимуми поглинання на інших частотах, що не збігаються з частотою даного лазера, тому при порівнянних концентраціях не справляють помітного впливу на зміну інтенсивності світлового променя довжиною хвилі 3,39 мкм (довжина хвилі випромінювання гелієво-неонового лазера).

Лазерну газоаналітичну систему розміщують в автомобілі разом із збудником витрат і джерелом живлення. Збудник витрат являє собою двокамерний мембранний компресор, за допомогою якого контролювана проба і повітря для її розведення засмоктуються у вимірювальну кювету. Збирач повітря встановлений на даху автомобіля. Промінь лазера через оптичну систему і модулятор надходить поперемінно то у вимірювальну кювету і через неї на фотоприймач (вимірювальний промінь), то безпосередньо на фотоприймач (опорний промінь). У вимірювальному блоці відбувається порівняння інтенсивностей обох променів, і результат надходить на прилад. При відсутності метану в пробі інтенсивність вимірювального променя, що пройшов через вимірювальну кювету, не послабиться і буде однаковою з інтенсивністю опорного променя. Прилад покаже відсутність загазованості. В іншому випадку наявність метану у вимірювальній кюветі послабить інтенсивність вимірювального променя щодо опорного і це зафіксує вимірювальний блок.

Система ЛГА має високу чутливість і вибірковість щодо метану. Наявність в аналізованому повітрі токсичних і агресивних газів, концентрація яких не перевищує санітарних норм, не впливає на показання приладу. Вміст інших вуглеводнів у пробі не повинен перевищувати 10% змісту метану. Система ЛГА витримує перевантаження по концентрації до 100% метану протягом 1 хв. Після такого перевантаження газовий тракт системи необхідно

продути чистим повітрям протягом 3-5 хв. У системі ЛГА є світлова і звукова сигналізація, яка реагує на концентрацію метану в пробі вище фонові. Основні технічні характеристики лазерної лабораторії наведені в табл. 10.

Таблиця 10 – Технічні характеристики системи ЛГА

Число діапазонів вимірювань концентрації метану	Показання
1	2
Межа показань, об.%,:	
на I діапазоні	до 10^{-3}
на II діапазоні	до 10^{-2}
на III діапазоні	до 10^{-1}
на IV діапазоні	до 1
Межа похибки показань, що допускається, в кожному діапазоні, %	± 50
Споживана потужність, Вт, не більше	350
Швидкість руху лабораторії при працюючій системі ЛГА, км/год, не більше	10
Час прогріву системи, сек.	60
Час початку реагування системи, сек.	10
Температура навколишнього середовища, °C	-10; +40
Відносна вологість навколишнього повітря, %, не більше	90 (при 25 °C)
Атмосферний тиск, мм рт. ст.	680-780

ЛЛП використовують для виявлення місць витoku газу з підземних газопроводів тільки в місцях можливого проїзду автомобіля. Чим менше швидкість руху автомобіля, тим вище точність визначення місця витoku. Ширина зони захоплення аналізованого повітря над проїзною частиною 3м. Для обстеження місць, вилучених від проїзної частини дороги, застосовують виносний пробовідбірник із шлангом довжиною 10м. Такий же пробовідбірник використовують для точного визначення місця витoku газу на проїзній частині дороги, після того як під час руху лабораторії була зафіксована загазована зона.

Обслуговуючий персонал лабораторії складається з двох чоловік: оператора і водія, які пройшли спеціальну підготовку.

Старшим у ланці є оператор. До початку робіт з обстеження газопроводів їм видають маршрутну карту і завдання на проведення робіт, з якими вони повинні ретельно ознайомитися. На маршрутній карті вказані траси підземного газопроводу і колодязі всіх підземних комунікацій у 15 метрових зонах з обох сторони від газопроводу. Там же вказують шлях проходження лабораторії і число рейсів по проїзній частині для повного охоплення обстеженням зони, яка перевіряється. У необхідних випадках маршрутну карту і час обстеження погоджують з органами державтоінспекції.

Порівняння приладів різних систем

Сьогодні для обстеження газопроводів застосовують два типи переносних приладів, які дозволяють знайти сліди газу в області тисячних величин концентрації (ppm). Це детектори з іонізацією полум'я (система FID), наприклад «Портафід-К» і напівпровідникові системи датчиків «Варіотек».

Позитивні особливості детекторів з іонізацією полум'я

Це:

1. Питома чутливість для всіх вуглеводнів, внаслідок чого відсутня чутливість до інших, які б могли знизити продуктивність праці.

2. Швидкість показань і швидке промивання після показання, а також швидке досягнення нової стабільної нульової точки навіть після всмоктування великої величини газу.

Але цей прилад дорожчий, ніж напівпровідниковий, треба постійно тримати запас суміші водню і азоту як горючий газ. При концентрації вище 3% газу в повітрі полум'я гасне через недостатню кількість кисню, що є його основним недоліком.

Властивості приладів з напівпровідниковими датчиками

Ці прилади чутливі до всіх горючих газів. Затримка показань така ж, як і у приладів з детектором іонізації полум'я при однаковій

системі всмоктування, але вони простіші в користуванні. Основний їх недолік: потрібне промивання протягом хвилини після всмоктування великої концентрації газу для досягнення стабільності нульової точки; реагує на перешкоди від вихлопних газів автомобілів.

Використання техніки відсмоктування з застосуванням різних зондів

Килимовий зонд. Для обстеження підземних газопроводів, прокладених під «укріпленими» поверхнями, особливо підходить килимовий зонд (рис.66).



Рис. 66 – Килимовий зонд.

Мат з неопрена, що має всмоктувальний купол, прилягає відносно щільно і значною мірою запобігає всмоктуванню повітря збоку. Усмоктувальний насос постійно подає пробу з купола мата. Завдяки щільному приляганню мата скорочується розведення кількості всмоктуваного газу атмосферним повітрям. Але недоліком килимових зондів є обмежена рухливість. Перевірка тріщин на поверхні землі, крайок старих розкопок і дорожніх

споруд, розташованих по ходу траси при використанні килимового зонда є досить важкою.

Ручний зонд колоколоподібної форми. Ручні зонди (рис.67) більш мобільні, ніж килимові зонди, тому що при використанні техніки відсмоктування обстежуються всі місця на трасі. Перевіряють всі тріщини поверхні над газопроводом, місця минулих розкопок, усі колодязі підземних комунікацій, введення в житлові та інші будинки. Саме тому колоколоподібні зонди забезпечують велику мобільність обстеження.



Рис. 67 – Колоколоподібний зонд

2.2.3. Підготовчі роботи й методи технічного обстеження газопроводів

Технічне обстеження газопроводів (ТО) здійснює спеціалізований підрозділ підприємства з газопостачання та газифікації або інша спеціалізована організація, яка має ліцензію на виконання робіт з проектування, будівництва та експлуатації систем газопостачання.

Спеціалізований підрозділ газового підприємства, назовемо його “відділ паспортизації газопроводів”, забезпечує виконання усіх видів робіт з ТО і паспортизації (діагностики і оцінки) газопроводів за винятком робіт з перевірки якості зварювальних стиків, які виконує лабораторія зварювання. Структура спеціалізованого підрозділу (відділу паспортизації) наведена на рис. 68.

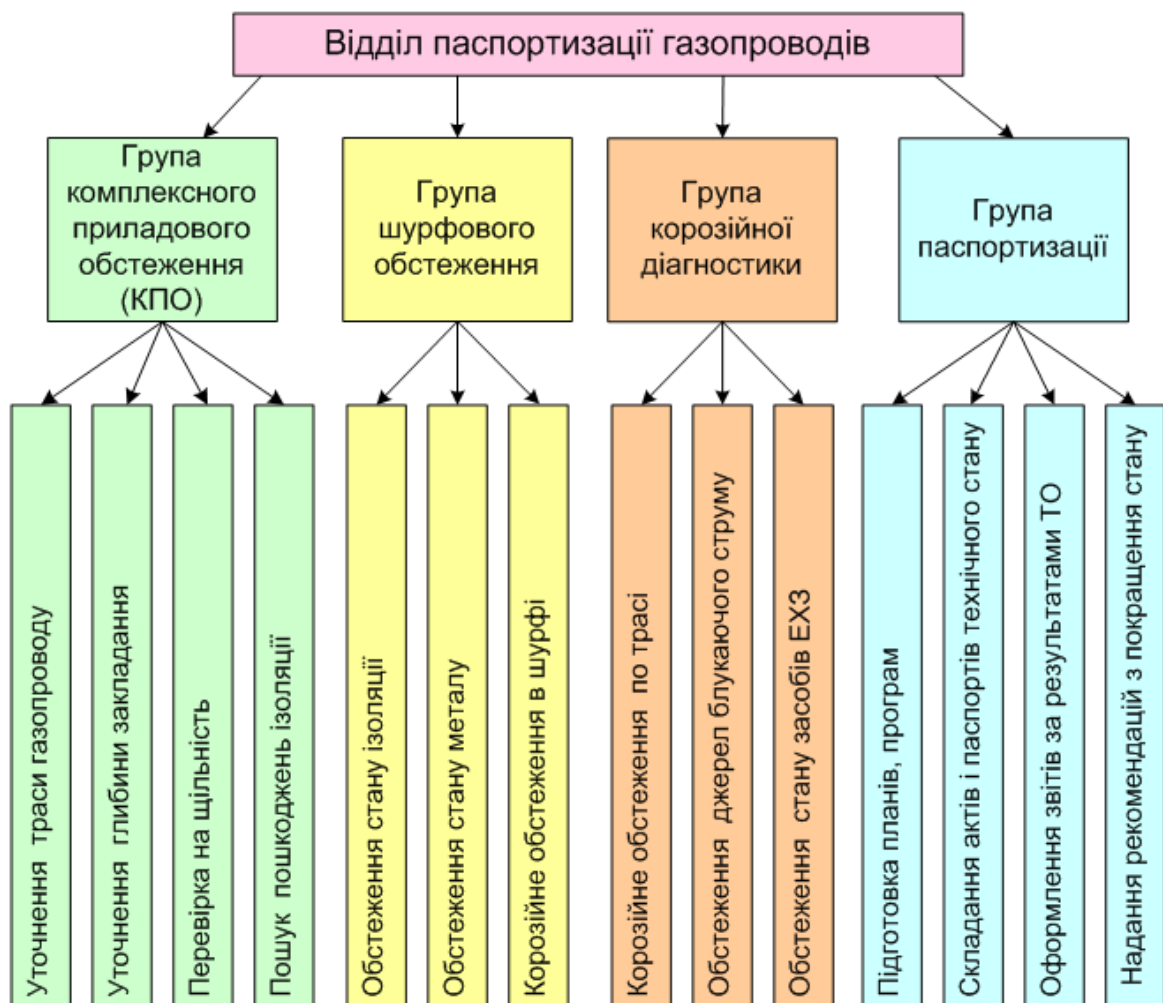


Рис.68 – Структура відділу паспортизації

Перед початком робіт опрацьовують програму (план) ТО газопроводів, що розробляється з урахуванням періодичності (не менше ніж 1 раз на 3 роки) і черговості проведення обстежень. Ділянки обстежуваних газопроводів підбирають за їхньою балансовою приналежністю за єдиною виконавчою документацією.

Позачергові обстеження здійснюють в таких випадках:

- при виявленні ознак аварійного стану окремих газопроводів і споруд на них;
- після виникнення надзвичайних ситуацій (стихійного лиха, аварії тощо);
- при плануванні реконструкції системи газопостачання;
- при надходженні відповідних постанов або розпоряджень директивних органів.

Черговість проведення ТО газопроводів встановлюється залежно від терміну експлуатації газопроводів, певних умов їх укладання (складу ґрунту, рівня ґрунтових вод), технічного стану, тиску газу та наявності й ефективності роботи засобів ЕХЗ тощо.

У першу чергу проводять обстеження і оцінку технічного стану аварійних газових мереж, включених у план капітального ремонту і амортизаційний строк яких закінчився. Крім цього визначають черговість при наявності таких факторів:

- випадки витоків газу;
- розрив зварювальних з'єднань;
- наявність наскрізних корозійних пошкоджень;
- тривала перерва в роботі засобів ЕХЗ (електро-хімічного захисту);
- наявність анодних і знакоперемінних зон на газопроводах або при наявності потенціалів, що не відповідають нормативним показникам щодо захисту газопроводів;
- відхилення від змін у діючих нормах і правилах, що виникли за період експлуатації;

- допущені помилки при будівництві (порушені відстані від будинків і споруд, невідповідність типу ізоляційного покриття);
- відсутність виконавчо-технічної документації та ін.

Наявність і кількість виконавчо-технічної документації перевіряють перед початком робіт з технічного обстеження. Комплект технічної документації включає:

1) експлуатаційний паспорт газопроводу із записами про раніше проведені обстеження виконаних ремонтних робіт за період експлуатації і реконструкції, акти комунального приладового обстеження (КПО), акти шурфових обстежень, акти корозійного стану і стану засобів ЕХЗ;

2) будівельний паспорт, акт про закінчення будівництва на об'єктах системи газопостачання, протоколи перевірки радіографічним методом зварювальних стиків сталевих газопроводів, протоколи механічних випробувань зварювальних стиків сталевих і поліетиленових (ПЕ) газопроводів, протоколи перевірки сталевих зварювальних стиків ультразвуковим методом, зварювальна схема;

3) сертифікати, паспорти та інші документи заводів-виготовлювачів на труби, з'єднувальні деталі, зварювальні й ізоляційні матеріали;

4) технічні паспорти заводів-виготовлювачів на обладнання, вузли, з'єднувальні деталі, ізоляційні покриття, ізолюючі фланці, арматуру;

5) акт приймання в експлуатацію установок ЕХЗ для підземних газопроводів і резервуарів зрідженого газу;

6) проект газопостачання і проект ЕХЗ для підземних газопроводів та резервуарів зрідженого газу;

7) виконавча геодезична зйомка на побудований газопровід.

Після перевірки необхідної документації складають схему обстежуваного газопроводу, який підлягає обстеженню з

відображенням (позначенням) початку і кінця траси, регуляторів тиску, контрольних трубок, ізолюючих фланцевих з'єднань і споруд на газопроводі: ГРП, ШРП, газових колодязів, контрольно-вимірювальних пунктів (КВП), засобів ЕХЗ та ін. По ходу обстеження на схему наносять виявлені недоліки: місця витоків газу й пошкоджень ізоляції, результати вимірювання потенціалів і місця шурфових оглядів (див. Додаток Д).

Враховуючи зведені дані, отримані при перевірці виконавчо-технічної документації, складають план проведення обстеження в певній послідовності з зазначенням терміну виконання.

Послідовність обстеження є такою:

- 1) КПО газопроводів;
- 2) обстеження газопроводу в шурфах приладовим методом;
- 3) корозійне обстеження газопроводу по трасі;
- 4) перевірка якості зварювальних стиків (при необхідності).

Технічний огляд газопроводів розпочинають комплексним приладовим обстеженням. При КПО підземних газопроводів з'ясовують:

- трасу газопроводу і відповідність її прив'язок;
- глибину закладення газопроводу;
- герметичність газопроводу;
- наявність пошкоджень ізоляційних покриттів.

Результати КПО, з зазначенням місць прив'язки витоків газу і пошкоджень ізоляції, заносять в «Робочий аркуш КПО підземних газопроводів» (див. Додаток Е).

Перевірка стану газопроводу шурфовим методом

Обстеження ізоляційного покриття

Після проведення КПО газопроводів у місцях, де виявлені витoki газу або можливі місця пошкодження ізоляції, виконують розкриття котлованів (шурфів) розміром 1 х 1 м через кожні 200м. (проміжок може змінюватися залежно від розмірів пошкодження).

Якщо після проведення комплексного приладового обстеження не виявлені витoki газу і місця пошкодження ізоляції розкривають один контрольний шурф довжиною 1,5-2 м на кожні 500 м газопроводу, що обстежується, або ділянки газопроводу однієї балансової приналежності, довжина якої не менше 500 м.

Перед початком здійснення вимірювань поверхню труби в шурфі очищають від землі і піску по всьому периметру труби.

У шурфі перевіряють:

- стан ізоляційного покриття газопроводу;
- стан поверхні металу труби;
- корозійний стан;
- якість зварювальних стиків.

Перевірку стану ізоляційного покриття здійснюють за трьома показниками: товщини покриття, адгезії (прилипання ізоляції до труби), суцільності (безперервності ізоляції). В окремих випадках вимірюють перехідний опір ізоляції (четвертий показник).

Послідовність перевірки ізоляційного покриття

1. Візуально визначають:

- а) матеріал ізоляційного покриття (бітум, поліетилен та ін.);
- б) стан зовнішньої поверхні ізоляції (гладка, зморшкувата, горбиста, обпливна, має продавленість зверху, знизу, з боків і т.п.);
- в) наявність наскрізних пошкоджень ізоляційних покриттів (тріщин, пустот, проколів, порізів, пропусків ізоляції і т. п.).

2. Руками (методом прощупування) і простукуванням дерев'яною рукояткою ізоляційного покриття по периметру і довжині труби в шурфі визначають суцільність ізоляції і наявність сторонніх вкраплень, наприклад, коренів дерев, осколків цеглин, будівельного або побутового сміття тощо. Суцільність ізоляції перевіряють також за допомогою імпульсних електропошукових дефектоскопів типу “ДИ-74”, “ДКИ-1”, “ПУЛЬСАР-2И”, “КРОНА”. З імпульсного трансформатора на електрод-шукач подають високу

напругу, необхідну для пробою іскрового проміжку. Якщо ізоляція без дефектів, то між електродами спеціального індикатора виникає періодичний розряд. При наявності пошкоджень ізоляції (навіть мікротріщин) між електродом-шукачем і трубою виникає розряд, при цьому розряд між електродами індикатора припиняється.

3. Приладовим методом за допомогою електромагнітних товщиномірів з діелектричним покриттям і на електропровідних феромагнітних матеріалах визначають товщину ізоляції в чотирьох точках по периметру труби. Використовують, як правило, прилади типу «ВТ-12», «ВТ-12П», «Константа К5», «ВТА-20», «УКТ-2». Прилади реєструють напругу з вимірювальної обмотки перетворювача, що виникає через зміну магнітного опору в ланцюзі “перетворювач - поверхня феромагнітної основи”, а цифрова шкала показує товщину ізоляційного покриття в міліметрах.

4. Приладовим методом за допомогою адгезиметрів перевіряють ступінь адгезії. Для визначення адгезії бітумної ізоляції застосовують адгезиметр типу “СМ-1”, “АД-1”, для плівкових полімерних матеріалів – адгезиметр типу «АР-2м». Цей прилад за допомогою пружинного індикатора вимірює зусилля відриву підтягнутого зразка ізоляції площею 1 см^2 або зусилля відшаровування 1 см ширини смуги, необхідного для відриву покриття. Опір відриву має бути не менше 50 Н/м^2 при температурі повітря $+25^\circ\text{C}$.

Допускається визначення адгезії бітумної ізоляції методом вирізання трикутника (рис. 69) під кутом 45° у двох напрямках. У місці надрізу ізоляцію піднімають ножом, щоб відокремити від труби. Адгезія вважається задовільною, якщо вирізаний трикутник не відділяється, а при відриві на металевій поверхні труби залишаються сліди ізоляції.



Рис. 69 – Перевірка ізоляції методом трикутника

5. Зразок ізоляції обстежують на наявність крихкості, тріщинуватості, розшарування і обсипання при ударі. Міцність покриття (витримування удару) визначають за допомогою вільнопадаючого вантажу масою, що залежить від ударної міцності покриття. Якщо після випробування у місцях ударів не з'явилися пори й тріщини, які можна виявити електроіскровим дефектоскопом, то вважають, що покриття витримало навантаження на удар.

6. За розшаруванням зразка, який обстежується, та його товщиною визначають тип ізоляції (нормальна, зміцнена, дуже зміцнена).

7. Перехідний опір ізоляційного покриття на діючих газопроводах у шурфах вимірюється за методом «мокрого контакту» («мокрого рушника»). *Принцип методу “мокрого контакту”*: на очищену поверхню труби шириною 0,5 м по її периметру накладають тканевий рушник змочений у 3%-ному розчині NaCl, а зверху накладають металевий електрод-бандаж

шириною 0,3 м. За допомогою джерела струму подається робоче напруження між трубопроводом та бандажем і фіксується сила витоку струму. Перехідний опір у місці вимірювання розраховується для одиниці площі поверхні газопроводу за законом Ома.

Після закінчення робіт з перевірки корозійного стану, стану ізоляції і металу труби в шурфі пошкоджена при обстеженні ділянка ізоляції повинна бути відновлена за відповідною технологією ремонту ізоляції.

Обстеження стану металу газопроводів

Стан металу трубопроводу перевіряють в шурфі на зачищеній ділянці ~ 0,5 м візуально по периметру, нижню частину труби оглядають за допомогою дзеркала.

При наявності корозійних пошкоджень встановлюють ступінь корозії металу залежно від кількості каверн на одиницю поверхні та їх глибини. Глибину каверн вимірюють штангенциркулем або мікрометричним глибиноміром. Товщину стінки труби визначають з однієї сторони за допомогою ультразвукового товщиноміра типу УТ-93П, УТ-300, ФОНОН-5, ТУЗ-1, БУЛАТ, Т-МІКЕ і ін.

Визначення корозійного стану газопроводу

Корозійний стан газопроводу можна визначити за агресивністю ґрунту, в якому прокладений газопровід, і результатами небезпечної дії блукаючих струмів.

Корозійну агресивність ґрунту по відношенню до сталей підземних газопроводів визначають за двома показниками:

1. питомим електричним опором ґрунту;
2. середньою щільністю катодного струму при зсуві потенціалу на 100 мВ в негативний бік відносно потенціалу корозії. Показники корозійної агресивності ґрунту відповідно до сталі наведені в табл. 11.

Таблиця 11 – Корозійна агресивність ґрунту щодо сталі

Корозійна агресивність ґрунту щодо сталі	Питомий електричний опір ґрунту, Ом·м	Середня щільність катодного струму, А/м ²
Низька	більше 50	до 0,05
Середня	від 20 до 50	від 0,05 до 0,2
Висока	до 20	більше 0,2

Питомий електричний опір ґрунту визначають у польових або лабораторних умовах. У польових умовах опір ґрунту з'ясовують безпосередньо на місці по трасі газопроводу, що обстежується, приладами типу М-416, МС-08, TELLUROHM за чотирьохелектродною схемою без відбору проб ґрунту. На два електроди подають живлення від зовнішнього джерела струму, а між іншими двома електродами-приймачами вимірюють спадання напруги. Прилад показує величину опору ґрунту. Питомий опір розраховують за формулою

$$\rho = 2\pi R\alpha, \quad (25)$$

де R – виміряний приладом опір, Ом;

α - відстань між електродами, рівна глибині закладання газопроводу, м.

Для визначення питомого опору ґрунту в лабораторних умовах в шурфах (на трасі) проводять відбір проб ґрунту із шарів, розташованих на глибині прокладки газопроводу з інтервалом 50 – 200 м на відстані 0,5-0,7 м від бічної стінки труби. У лабораторії збирають чотирьохелектродну схему, ідентичну схемі для польових умов. За результатами вимірювань виконують розрахунок за формулою (25).

Наявність блукаючих струмів перевіряють шляхом вимірювання різниці потенціалів «трубопровід-земля» при включеній і відключеній захисній установці, в зоні дії якої знаходиться обстежуваний газопровід. За показаннями приладу

роблять висновок про наявність або відсутність блукаючих струмів, а також встановлюють ступінь небезпеки блукаючих струмів.

Вимірювання виконують реєструючим або показуючим вольтметром з внутрішнім опором не менше 20 кОм на 1 В шкали. Для цієї мети використовують стрілочний ампервольтметр М-231 (рис. 70, а), цифрові вимірювачі різниці потенціалів “ИРПЦ-100 і ИРПЦ-100М”, цифрові мультиметри типу FLUKE (рис. 70, б), електронні самописи з програмним забезпеченням, а також реєструючий мультиметр типу RAMLOG і вимірювач різниці потенціалів ПРИМА-40.



Рис. 70 – а – ампервольтметр М- 231; б- мультиметр FLUKE

Якщо газопровід знаходиться в зоні небезпечного впливу блукаючих струмів, то вимірювання рекомендується проводити реєструючим приладом. Як допоміжний електрод для вимірювання різниці потенціалів «трубопровід-земля» використовують неполяризуючий мідносульфатний насичений електрод – $\text{Cu}|\text{CuSO}_4$. У зимовий час використовують також електрод, виконаний для роботи в зимовий час (до -30°C) з додаванням етиленглюколя. Стальним електродом порівняння користуватися не рекомендується

через здатність металу поляризуватися у зовнішньому полі, що приводить до значних викривлень вимірювань.

Оформлення результатів обстеження газопроводу

За результатами обстеження складають «Акт шурфового обстеження підземних газопроводів» (Додаток Є).

Шурф з прив'язками відображають на схемі газопроводу.

Корозійне обстеження газопроводів

Корозійне обстеження трубопроводів проводять з метою визначення ступеня корозійної небезпеки. Завдяки корозійному обстеженню виявляють ділянки газопроводів, які:

- знаходяться у ґрунтах низької, середньої і високої корозійної агресивності;
- мають анодні й знаковмінні зони і небезпечний вплив блукаючих струмів;
- знаходяться в зоні впливу електрозахисних пристроїв (ЕЗП), установлених на суміжних підземних комунікаціях;
- мають захисний потенціал від джерел блукаючих струмів;
- мають захисний потенціал і знаходяться в зоні дії ЕЗП, установлених на газопроводі.

Наявність блукаючих струмів визначають, спостерігаючи за зміною потенціалів на газопроводах за його величиною (цифрою) і знаком (+, -), або тільки за величиною. Дія блукаючих струмів визнається небезпечною, коли на приладі з'являється найбільший розмах коливань потенціалу, який вимірюється відносно мідносульфатного електрода і порівняння результатів перевищує 0,04 В, а також при наявності протягом вимірювань миттєвого позитивного зсуву потенціалу незалежно від корозійної агресивності ґрунтів.

Визначення рівня захисту газопроводу

По трасі газопроводу, що обстежується, виконують вимірювання різниці потенціалів «трубопровід-земля» у КВПах або

на стояках дворових введів. Технологія вимірювання така ж, як і при шурфовому методі.

Крім цього виконують перевірку роботи ізолюючих фланцевих з'єднань (ІФЗ) у місцях виходу газопроводу з землі. З цією метою здійснюють синхронні вимірювання потенціалів на газопроводі до і після ІФЗ, а також падіння напруги на ІФЗ.

Якщо потенціал до і після ІФЗ синхронно змінюється, то ІФЗ не працює. Якщо спадання напруги більше 5 мВ, ІФЗ працює ефективно.

Вимірювання потенціалів по трасі здійснюють на наступних об'єктах:

- у містах в зонах впливу, від електрифікованого рейкового транспорту, блукаючого струму – через кожні 100 м (10 вимірювань на 1 км траси);

- у містах, де електрифікований рейковий транспорт відсутній, виконують сім вимірювань на 1 км траси;

- у населених пунктах сільської місцевості – п'ять вимірювань на 1 км траси;

- на трасах за межами населених пунктів – два вимірювання на 1 км.

За результатами вимірювань будують діаграму зсуву потенціалів і виконують розрахунок анодних, знакоперемінних і катодних зон за певною довжиною, а також у процентному відношенні до загальної довжини обстежуваної траси газопроводу.

Зсув потенціалів розраховують за формулами

$$\Delta E_{\min} = E_{\min} - E_c; \quad (26)$$

$$\Delta E_{\max} = E_{\max} - E_c, \quad (27)$$

де E_{\min} - найменше значення виміряного потенціалу газопроводу;

E_{\max} - найбільше значення виміряного потенціалу газопроводу;

E_c - стаціонарний потенціал газопроводу (якщо відсутня можливість визначення стаціонарного потенціалу, то

приймають значення $E_c = - 0,7$ В по відношенню до мідносульфатного електроду порівняння).

Діаграму зсуву потенціалу будують у такій послідовності:

- 1) трасу обстежуваного газопроводу на схемі приймають за вісь абсцис, на яку наносяться точки вимірювань;
- 2) на осі ординат відкладають в прийнятому масштабі позитивні й негативні значення зсувів потенціалів;
- 3) потім усі точки найменших і окремо найбільших зсувів з'єднують лініями;
- 4) простір між віссю абсцис і лінією негативних значень фарбують у синій колір, а між віссю абсцис і лінією позитивних значень – у червоний колір (рис. 71)

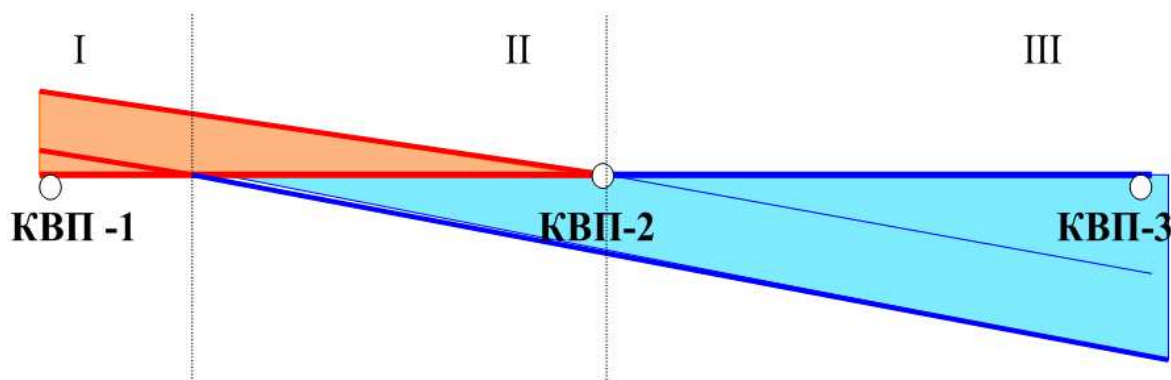


Рис. 71 – Діаграма зсуву потенціалів на ділянці газопроводу:

I – анодна зона; II – знакоперемінна зона; III – катодна зона (зона захисту).

З'ясування анодних, знакоперемінних і катодних зон здійснюють за допомогою співвідношення довжини анодної, знакоперемінної і катодної зон відповідно до загальної довжини газопроводу, що обстежується, в процентному відношенні.

Рівень захисту газопроводу визначають у процентах як відношення довжини катодної зони газопроводу до загальної довжини газопроводу, що обстежується.

За результатами вимірювань і побудованих діаграм роблять висновок про ефективність роботи діючих засобів захисту і дають рекомендації про необхідність виконання додаткових заходів щодо захисту.

Визначення шкідливої дії джерел блукаючих струмів на газопроводи

Для виявлення умов поширення блукаючих струмів і ступеня їхнього впливу на газопроводи виконують вимірювання різниці потенціалів «рейка-земля». Принцип вимірювання такий, як і для вимірювання різниці потенціалів «трубопровід-земля», але в даному випадку як допоміжний електрод використовують сталевий електрод порівняння, який віддаляють на відстань 20 м від рейкової мережі.

Підприємства-власники електрифікованого рейкового транспорту подають відомості до газового господарства про різницю потенціалів «відсмоктуючих пунктів-земля» і відсмоктуючих пунктів тягових підстанцій. Отримані результати вимірювань порівнюють з нормативними значеннями.

Оформлення результатів корозійного обстеження

На схему газопроводу наносять точки вимірювання потенціалів (КВП, вводи) і проставляють одержані значення потенціалів. На схему також наносять найближчі електрозахисні установки (ЕЗУ), розташовані на газопроводі або поблизу (в зоні дії яких знаходиться газопровід, що обстежується).

На схемі вказують наявність і відсутність ІФЗ на виходах газопроводів із землі, а при їх наявності - також їхній стан (робочий або неробочий).

Якщо обстежувана траса перетинає або проходить поруч із залізницею або мережею електрифікованого рейкового транспорту, то джерела блукаючих струмів (рейкова мережа, тягові підстанції і відсмоктуючі пункти) наносять на схему і проставляють потенціали рейкової мережі.

Ділянки обстежуваної траси фарбують на схемі в колір, що відповідає рівню захисту (для катодних зон - синій) або

корозійному руйнуванню (для анодних зон – червоний, для знакоперемінних – червоний і синій).

При наявності на газопроводах корозійно-шкідливих зон треба проаналізувати роботу найближчої ЕЗУ, її зони захисту, режими роботи, ступінь зносу анодного заземлення. Уточнити і ліквідувати місця пошкоджень ізоляції трубопроводу, визначити шкідливий вплив джерел блукаючих струмів. Особливу увагу приділяють наявності й працездатності ІФЗ та ізолюючих прокладок на тих газопроводах, що мають безпосередній контакт із заземленим устаткуванням та іншими спорудами (ГРП, ШРП, котельні, житлові й громадські будинки, мости, опори та інші конструкції). Втрати захисного струму при відсутності ІФЗ і ізолюючих прокладок можуть досягати значень 15 А.

Результати вимірювань потенціалів заносять у «Відомість» (Додаток Ж).

Перевірка якості зварювальних стиків

Перевірку якості зварювальних стиків здійснюють у таких випадках:

- якщо в процесі експлуатації спостерігалось розкриття або розрив зварювальних стиків;
- якщо при останній перевірці на герметичність було встановлено, що місце витoku газу знаходиться на зварювальному стикі.

Послідовність перевірки якості зварювальних стиків:

1) по обидва боки від кожного дефектного зварювального стикі перевіряють по одному прилягаючому стикі гама- або рентгенографіюванням;

2) якщо при просвічуванні цих стиків буде виявлений хоча б один неякісний стик, необхідно додатково провести перевірку гама- або рентгенографіюванням не менше 5% зварювальних стиків газопроводу, що перевіряються. Крім того, всі стики цього

газопроводу додатково перевіряють на герметичність шляхом пробурювання свердловин над кожним стиком глибиною не менше 0,7 глибини закладення газопроводу з перевіркою загазованості газоіндикаторами чутливістю 0,001%. При виявленні загазованості в свердловині ці стики перевіряють гама- або рентгенографіюванням.

Якщо в процесі експлуатації на даному газопроводі не було розривів і витоків газу, то зварювальні стики вважають якісними і перевірку їхнього стану не здійснюють.

Результати рентгенографії заносять у «Протокол перевірки зварювальних стиків газопроводу радіографічним методом» (Додаток И).

2.2.4. Критерії оцінювання технічного стану газопроводів

Критерії оцінювання герметичності газопроводів

При визначенні стану герметичності газопроводів враховують витoki газу, пов'язані з корозійними пошкодженнями металу і з розкриттям або розривом зварювальних стиків, які виявлені в період експлуатації і при проведенні заключного обстеження.

У даному разі не враховують витoki газу, викликані механічними пошкодженнями газопроводу під час будівельних або ремонтних робіт, проведених поблизу газопроводу, витoki, що мають епізодичний характер і не пов'язані із загальним погіршенням технічного стану газопроводу, витoki газу, що відбулися через нещільність або пошкодження в арматурі, компенсаторах, вузлах і деталях конденсатозбірників та на інших спорудах, а також після виникнення надзвичайних ситуацій (стихійного лиха, зсуву ґрунту, аварії тощо).

Оцінку герметичності здійснюють на кожному кілометрі газопроводу, що обстежується. У табл. 12 наведені критерії оцінювання герметичності газопроводу.

Таблиця 12 – Критерії оцінювання газопроводу

Випадки витоків газу, пов'язані з корозійним пошкодженням або пошкодженням зварювальних стиків, що з'являлися з початку експлуатації на 1 км обстежуваного газопроводу (з урахуванням виявлених під час обстеження) (в штуках)	Оцінка герметичності (в балах)
Більше 2	1
Від 1 до 2	2
1	3
0	4

Стан герметичності визначають як середнє арифметичне значення оцінок, отриманих при обстеженні 1 км ділянки газопроводу.

Критерії оцінювання захисного ізоляційного покриття

Оцінка стану захисного ізоляційного покриття здійснюють в два етапи:

1 етап – визначення кількості пошкоджень ізоляційних покриттів приладовим методом (при КПО) без розкриття газопроводів;

2 етап – визначення кількості, розміру і характеру пошкоджень ізоляційних покриттів при розкритті газопроводу в шурфах.

Критерії оцінювання стану ізоляційного покриття залежно від кількості місць пошкоджень ізоляції, виявлених при КПО газопроводів на першому етапі проміжком через кожні 100 м, наведені в табл. 13.

Таблиця 13 – Критерії оцінювання стану ізоляційного покриття

Кількість місць пошкоджень ізоляції, без розкриття ґрунту на кожній 100-м ділянці (в штуках)	Оцінка стану ізоляції (в балах)
0 -1	4
2- 3	3
4- 8	2
Більше 8	1

Оцінка стану ізоляційного покриття в цілому на 1 етапі виконують як середнє арифметичне значення оцінок, отриманих для стометрових ділянок газопроводу за формулою

$$\alpha = \frac{\sum_{i=1}^n \alpha_i}{n}, \quad (28)$$

де α_i – оцінка в балах по i -тій ділянці;

n - кількість стометрових ділянок.

Основними критеріями оцінки стану ізоляційного покриття газопроводів є кількість, розмір і характер пошкоджень. Пошкодження ізоляційного покриття (залежно від його характеру) діляться на дві групи:

1 група – дефекти, що відбулися в період будівництва від механічних пошкоджень при транспортуванні, монтажі, а також через погану якість підготовки постелі під газопровід або для засипання газопроводу;

2 група – дефекти, що відбулися у процесі експлуатації в результаті механічного і хімічного впливу ґрунту, ґрунтових та інших вод, а також дефекти, пов'язані з порушенням технології приготування і нанесення покриття, від неякісного очищення поверхні труби і т.д.

Обидві групи дефектів в однаковій мірі небезпечні і залежать від корозійних умов, в яких знаходиться підземний газопровід. Навіть невеликого пошкодження ізоляції першої групи, отриманого, наприклад, від наявності будівельного сміття в ґрунті, яким засипаний газопровід, достатньо для виходу великої щільності струму, що спонукає інтенсивне корозійне руйнування труби в анодній зоні. Пошкодження ізоляції другої групи, як правило, ведуть до рівномірних корозійних пошкоджень металу по всій поверхні труби, особливо в ґрунтах з високою корозійною агресивністю.

На другому етапі обстеження виконують шурфовим методом. Якщо в шурфі виявлені такі дефекти ізоляції, як крихкість, обсіпання при ударі та недостатній адгезії (незначні пошкодження) і при цьому метал труби має металевий блиск, то максимальну оцінку стану ізоляційного покриття (4 бали) знижують на 1 бал, після чого кінцевий результат дорівнює 3 балам.

При наявності наскрізних пошкоджень ізоляції – тріщин, проколів, порізів (сильні пошкодження) і метал труби під ізоляцією має іржавий наліт і неглибокі каверни, то максимальну оцінку (4 бали) знижують на 2 бали і таким чином кінцевий результат буде 2 бали.

Якщо мають місце великі пропуски ізоляції (дуже сильні пошкодження), ізоляція здерта або взагалі відсутня, то максимальну оцінку 4 бали знижують на 3 бали і кінцевий результат буде 1 бал.

Оцінка стану ізоляційного покриття залежно від характеру пошкоджень ізоляції, виявлена завдяки шурфовому обстеженню (2 етап), виставляється відповідно до критерій наведених в табл. 14. Підземний газопроводів обстежують в місцях пошкодження ізоляції через кожні 500 м.

Таблиця 14 – Критерії оцінки технічного стану газопроводу на другому етапі

Стан ізоляційного покриття газопроводу при розкритті в шурфі	Оцінка стану ізоляційного покриття (в балах)
- немає пошкоджень	4
- незначне пошкодження	3
- сильне пошкодження	2
- дуже сильне пошкодження (або відсутня ізоляція)	1

Оцінка стану ізоляційного покриття в цілому на другому етапі встановлюється як середнє арифметичне значення оцінок, отриманих при шурфовому обстеженні (шурфи буравлять через кожні 500 м і в місцях пошкоджень ізоляції) за формулою

$$A = \frac{\sum_{i=1}^m A_i}{m}, \quad (29)$$

де A_i – оцінка по i -тій ділянці в балах;

m - кількість стометрових ділянок.

Загальну оцінку стану ізоляційного покриття надають з урахуванням оцінок першого і другого етапів обстежень, результати заносять до табл. 15.

Ділянки газопроводів з виявленими пошкодженнями ізоляції, які призвели до корозійного пошкодження металу труби, підлягають переізоляції, тобто капітальному ремонту.

Таблиця 15 – З'ясування загальної оцінки стану ізоляційного покриття

№ стометрової ділянки газопроводу (№ пікета)	Оцінка стану ізоляційного покриття (в балах)					Загальна оцінка стану ізоляційного покриття (в балах)
	На 100-й ділянці за результатами КПО	У цілому за результатами КПО (1 етап)	№ шурфа	У шурфах через кожні 500 м і в місцях пошкодження ізоляції	У цілому за результатами шурфового обстеження (2 етап)	
1	a_1	а	1	A_1	А	$\frac{a + A}{2}$
2	a_2		2	A_2		
3	a_3		3	A_3		
...			
n	a_4		m	A_m		

Критерії оцінювання стану металу труби

Перевірку стану металу труби виконують на всіх шурфах, що відкриваються у процесі експлуатації: це обстеження газопроводу, усунення витоків газу, ремонт. Ступень корозії встановлюють залежно від характеру пошкодження стінки труби (табл. 16).

Таблиця 16 – Визначення ступеня корозії металу труби

Ступінь корозії	Характер пошкоджень стінки труби
Незначна	Метал на поверхні має іржаві плями і одиночні виразки глибиною до 0,6 мм
Сильна	Поверхнева корозія труби з одиночними гніздовими виразками глибиною до 30% по відношенню до товщини стінки труби
Дуже сильна	Корозія стінки труби з одиночними і гніздовими виразками понад 30% по відношенню до товщини стінки труби і до наскрізних корозійних пошкоджень

Якщо при обстеженні металу труби в шурфі виявлена сильна або дуже сильна корозія, то треба провести додаткове обстеження газопроводів шляхом огляду і приладового контролю металу труби додатково ще в двох шурфах через 500 м в обидва боки від місця пошкодження.

Загальна оцінка залежить від стану металу зовнішньої поверхні труби (табл. 17).

Таблиця 17 – Загальна оцінка стану металу зовнішньої поверхні труби

Стан металу труби	Оцінка (в балах)
Понад 50% оглянутих місць мають сильну і дуже сильну корозію труби	1
Близько 50% оглянутих місць мають сильну і дуже сильну корозію труби	2
Незначна корозія	3
Корозія відсутня	4

При виявленні 5-ти місць із сильною або дуже сильною корозією, розташованих на 70% і більше довжини обстежуваного газопроводу, – весь газопровід підлягає заміні. Якщо корозія виявлена на довжині менше 70%, то заміні підлягають окремі ділянки з дефектами.

Газопроводи, що одержали (за станом металу) оцінку в 1 бал, незалежно від загальної суми балів, отриманої за усіма критеріями, підлягають заміні.

Критерії оцінювання якості зварювальних стиків

Оцінка залежить від стану корозії на зварювальних стиках (табл. 18).

Таблиця 18 – Оцінювання стану металу зовнішньої поверхні труби

Якість зварювальних стиків	Оцінка якості (в балах)
50 і більше відсотків стиків, перевірених гама- або рентгенографіюванням, мають сильну і дуже сильну корозію труби	1
До 50% стиків мають сильну і дуже сильну корозію труби	2
Корозія відсутня (якісні стики)	3

Якщо за стан газопроводу присвоєно 1 бал (50% і більше перевірених зварювальних стиків є дефектними), то газопровід підлягає заміні.

Критерії оцінювання корозійного стану газопроводів

Корозійний стан підземних газопроводів визначають відповідно до “Правил обстеження, оцінки технічного стану, паспортизації і проведення планово-попереджувальних робіт газопроводів і споруд на них” за наступними показниками:

- стан ізоляційного покриття (за результатами перевірки);
- наявність анодних і знакоперемінних зон (від блукаючих струмів);
- наявність захисних потенціалів на газопроводі (від засобів захисту);
- корозійна агресивність ґрунтів.

Оцінка корозійної небезпеки газопроводів залежить від наявності анодних і знакоперемінних зон на обстежуваному газопроводі (табл. 19).

Таблиця 19 – Оцінка корозійної небезпеки газопроводів

Наявність анодних і знакозмінних зон	Оцінка (в балах)
На понад 50% довжини газопроводів	1
Близько 50% (включно) довжини газопроводів	2
Зони відсутні	3

Визначення стану засобів ЕХЗ газопроводів

Дані про наявність або відсутність зони захисту, засобів ЕХЗ та їх режим роботи надходять у відділ паспортизації від підструктурних підрозділів підприємства, що експлуатує газопровід і споруди на ньому, або організацій, які подали замовлення на діагностику власного газопроводу.

Якщо засоби захисту від електрохімічної корозії встановлені, знаходяться в робочому стані і забезпечують захисний потенціал по всій довжині обстежуваного газопроводу, то оцінюють стан ЕХЗ на 1 бал з плюсом.

За відсутності засобів ЕХЗ, і при їх наявності в неробочому стані або вони працюють неефективно (не забезпечують захисний потенціал по всій довжині обстежуваного газопроводу), то оцінюють стан ЕХЗ на 1 бал з мінусом.

Виконання загальної оцінки технічного стану газопроводів

Оцінювання технічного стану підземного газопроводу

Оцінювання здійснюють за бальною шкалою шляхом складання значень (оцінок) усіх показників, отриманих при обстеженні технічного стану підземного газопроводу:

$$S = A_1 + A_2 + A_3 + A_4 + A_5 + A_6, \quad (30)$$

де S - загальна оцінка підземної ділянки газопроводу-вводу в балах;

A_1 – оцінка за герметичність газопроводу;

A_2 – оцінка за стан захисного ізоляційного покриття газопроводу;

A_3 – оцінка за стан металу труби;

A_4 – оцінка за якість зварювальних стиків;

A_5 – оцінка за корозійну небезпеку;

A_6 - оцінка за стан засобів ЕХЗ;

Оцінювання технічного стану надземного газопроводу

Загальну оцінку визначають за бальною шкалою шляхом складання значень (оцінок) усіх показників, отриманих при обстеженні технічного стану надземного газопроводу:

$$S = A_1 + A_3 + A_4, \quad (31)$$

де S - загальна оцінка в балах;

A_1 - оцінка за герметичність газопроводу;

A_3 – оцінка за стан металу труби;

A_4 – оцінка за якість зварювальних стиків;

Остаточний висновок і пропозиції щодо подальшої експлуатації газопроводів

Після отримання оцінок по всіх показниках і загальних оцінок (верхні межі яких: для підземних газопроводів – 15 балів; для надземних і наземних – 10) дають остаточний висновок про стан газопроводу і можливість його подальшої експлуатації.

Визнаються аварійними і підлягають заміні газопроводи (підземні й надземні), які незалежно від суми загальної оцінки одержали:

- 1 бал за стан металу труби, тобто більше 50% обстежених місць газопроводу мають сильну і дуже сильну корозію;

- 1 бал за якість зварювальних стиків, тобто 50% і більше перевірених стиків газопроводу визнані дефектними;

- 1 бал за герметичність, тобто на кілометрових ділянках або ділянках газопроводу, побудованих за одним проектом, на яких з початку експлуатації зафіксовано три і більше витоків газу через корозію і спостерігається постійна тенденція до їх збільшення.

Газопроводи, які не попадають під перераховані вище критерії і одержали відповідну загальну оцінку 10 балів і менше для підземних, 6 балів і менше для надземних, визнаються в *незадовільному стані* і підлягають заміні.

Залежно від величини пошкодженої ділянки, характеру пошкоджень та ін., комісія з обстеження приймає рішення про заміну тільки пошкодженої частини або всього газопроводу (при необхідності).

Підземні газопроводи, що одержали оцінку більше 10 балів (11-14 балів), а також наземні й надземні з оцінкою більше 6 балів (7-9 балів), підлягають капітальному ремонту. Черговість ремонту залежить від зростання балів – у першу чергу оновлюють газопроводи з найменшою оцінкою.

Стан підземних газопроводів вважається задовільним, якщо вони одержали загальну оцінку 15 балів і більше (при цьому локальні оцінки за герметичністю, станом ізоляційного покриття, станом металу труби, якістю зварювальних стиків мають бути не менше 3 балів).

Задовільними вважаються надземні й наземні газопроводи із загальною оцінкою 10 балів і більше (при цьому оцінки за основними показниками, як і для підземних газопроводів, повинні бути не менше трьох балів). Усі мережі (газопроводи) в задовільному стані продовжують функціонувати.

Задовільний стан може мати газопровід або окрема його ділянка, що має локальні (одиничні) оцінки не менше трьох балів за всіма показниками крім показника ЕХЗ, незважаючи на те, що він не одержав необхідну високу оцінку (15 балів – для підземного газопроводу, 10 балів – для надземного і наземного газопроводу).

Якщо одиничні бали менше 3 при загальній оцінці стану підземного газопроводу 15 балів і вище, надземного газопроводу 10 балів і вище газопроводу може призначатись капітальний ремонт або заміна.

Відомості про загальну оцінку технічного стану газопроводів з докладним аналізом і відповідними балами заносять до таблиці (Додаток К).

Оформлення документації за результатами діагностики технічного стану (паспортизації) газопроводів

За результатами діагностики складають “*Акт перевірки технічного стану газопроводів*”, зразок якого наведено в додатку Л. Затверджується акт керівником (власником) підприємства з підписами членів комісії. Складається він на підставі даних наступного пакета документів:

1. Робочий аркуш КПО зі схемою обстежуваного газопроводу, на якій нанесені всі виявлені місця пошкоджень і прив'язки (Додаток Д);

2. Акт корозійного обстеження газопроводу шурфовим методом зі схемою шурфу і прив'язками (Додаток Є);

3. Відомість результатів 10 хв. вимірювань різниці потенціалів і щільності струму на газопроводі (Додаток Ж);

4. Діаграма зсуву потенціалів на ділянці газопроводу (рис.71);

5. Схема обстежуваного газопроводу з нанесенням усіх шурфів, точок вимірювань (КВП, ЕЗУ, ІФЗ, введів, контрольних точок, значень потенціалів, виявлених пошкоджень з прив'язками і порушень експлуатації і т.д. (Додаток Д).

В “Акті перевірки технічного стану газопроводів” (пункт 9 акту) фіксуються всі виявлені порушення і пошкодження мереж: відхилення від вимог нормативів, дані про технічний стан споруд (колодязів, засувок, компенсаторів, конденсатозбірників, КВП, ЕХЗ і т.д.). Зразок оформлення акта приведено в додатку Л.

Висновок про стан газопроводу, можливість його подальшої експлуатації або необхідність проведення капітального ремонту, заміни газопроводу чи його окремих ділянок фіксується у пункті 10 акта. У висновку вказують заходи щодо безпечної експлуатації газопроводів, які виконує експлуатаційна організація до проведення ремонту або заміни.

Остаточні результати технічного обстеження заносять в «Паспорт технічного стану газопроводу» зразок оформлення якого наведено в Додатку М. Паспорт – це документ результатів діагностики технічного стану з відповідною оцінкою в балах, реквізитами підприємства-власника систем газопостачання, який містить всі відомості про газопровід з певними (необхідними) висновками. Складається він у двох примірниках, один з яких зберігається у власника газових мереж, другий – в організації, яка проводила обстеження.

На газопроводах, відносно яких комісією зроблено висновок щодо подальшої експлуатації, регулярно проводяться планові обстеження їхнього технічного стану з періодичністю не менше одного разу в 3 роки. При необхідності здійснюють позапланове обстеження. Результати цих обстежень з усіма змінами технічного стану також заносяться у “Паспорт” у вигляді доповнень, де вказується дата обстеження за підписами власника паспорта і відповідального за обстеження.

Мета діагностики технічного стану (паспортизації) газопроводів

Метою паспортизації газопроводів є створення єдиної системи обліку і моніторингового контролю за станом газопроводів. Моніторинг – це спостереження за станом газових мереж та їхніх споруд, а також технологічних систем. Мета його – здійснення діагностики з подальшим прогнозом щодо експлуатації газопроводів. Моніторинг можна проводити на глобальному регіональному і локальному рівні. Глобальний рівень охоплює усю країну, регіональний – окремий регіон, локальний – окремі ділянки мережі в місті або населеному пункті.

Моніторинговий контроль дозволяє оперативно виявити характерні зміни й пошкодження на газових мережах, простежити

інтенсивність руйнуючих процесів, виявити реальний стан газопроводів та їхніх споруд.

Моніторинг здійснюють за певною системою (див. рис.72).

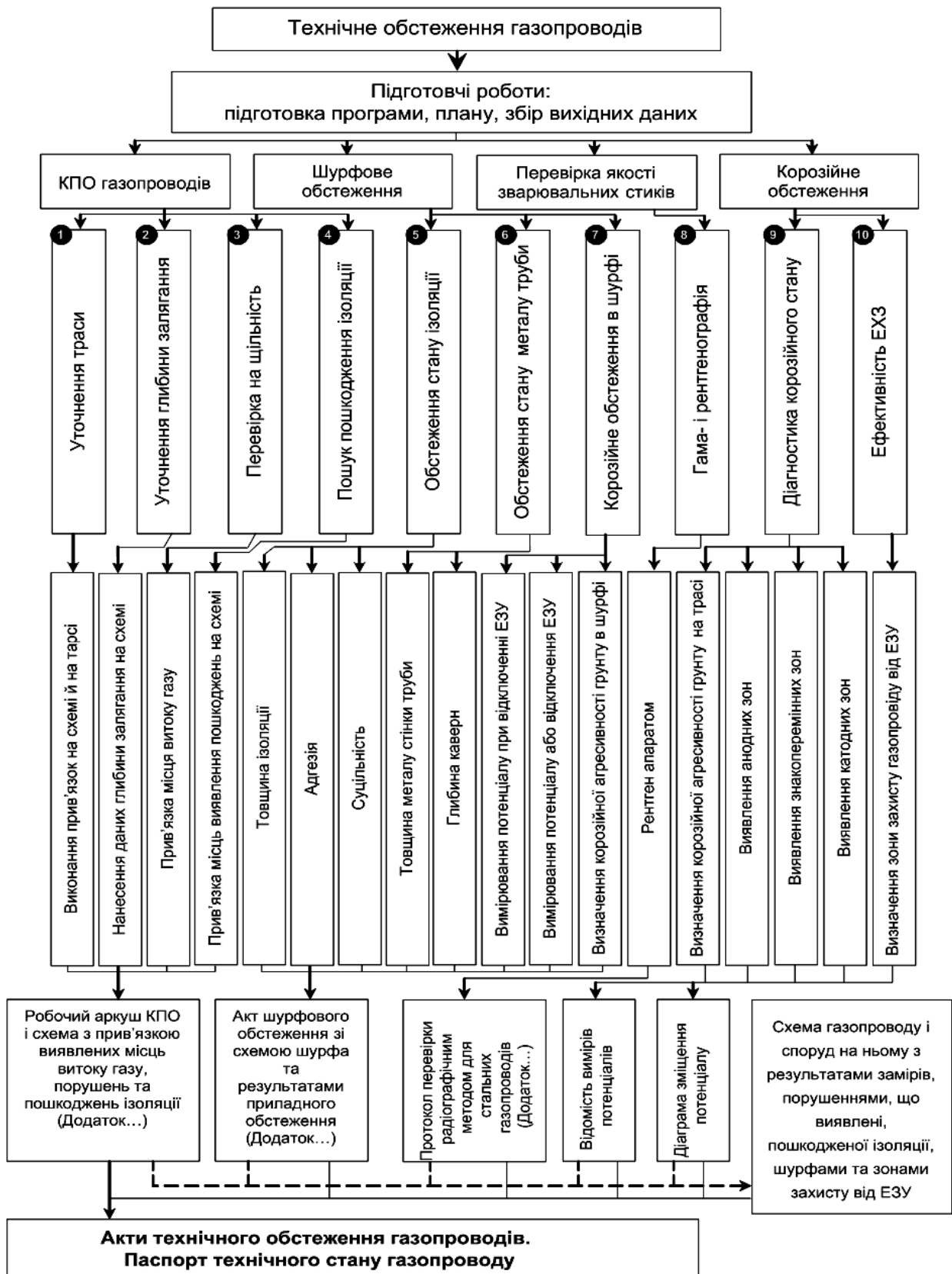


Рис.72 – Блок-схема моніторингу технічного стану газопроводу

Така система дозволяє вчасно виявляти передаварійні ситуації, припинити експлуатацію аварійнонебезпечних газопроводів, планувати виконання капітальних ремонтів мереж і споруд на них з певною черговістю.

В табл. 20 наведені умовне позначення і перелік вимірювальної апаратури, яку застосовують при обстеженні газопроводу.

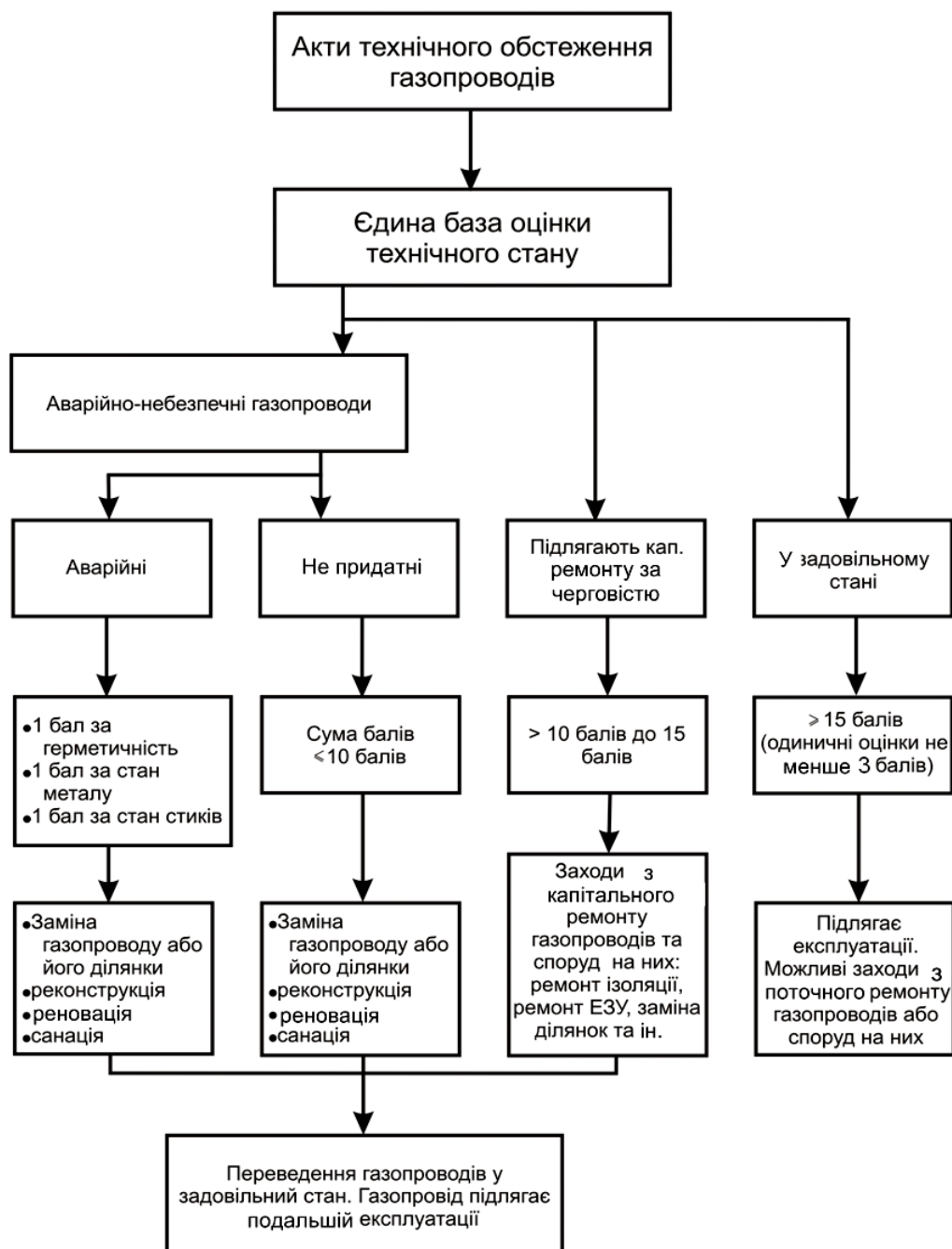
Таблиця 20 – Перелік використовуваної при обстеженні газопроводів вимірювальної апаратури

① ② ③	Універсальна апаратура типу АНПІ, К-40, ФЕРРОФОН, Спрут-5, АППК-2000;
④	Високочутливі газоіндикатори типу ВГІ-2; Тестер-СН ₄ , Універсал, ЕХ-ТЕС, Варіотек;
⑤	Товщиноміри ізоляційних покриттів типу ВТ-12, ВТ-12П, КОНСТАНТА К5, ВТА-20; УКТ-2;адгезіметри типу СМ-1, АД-1, АР-2м; іскрові дефектоскопи типу ДІ-74, ДКІ-1, ПУЛЬСАР-2І, КРОНА;
⑥	Ультразвукові товщиноміри металу типу УТ-93П, УТ-УТ-300, ФОНОН-5, ТУЗ-1, БУЛАТ, Т-МІКЕ;
⑧	Рентгенівський апарат типу МІРА-2Д, АРІНА;
⑦ ⑨ ⑩	Ампервольтметр типу М 231, цифрові вимірники різниці потенціалів ВРПЦ-100 і ВРПЦ-100м, мультиметр типу FLUKE, електронні самописи з програмним забезпеченням: мультиметр типу RAMLOG і вимірник різниці потенціалів ПРИМА-40; вимірник опору М 416, МС-08, TELLUROHM; лабораторна установка для виміру опору ґрунту.

За блок-схемою, поданою на рис. 73, прослідковується система і послідовність дій, що виконуються при обстеженні й оцінюванні технічного стану газопроводу.

2.2.5. Особливості обстеження і діагностики газопроводів-вводів

Організація проведення технічного обстеження газопроводів-вводів не відображена в нормативних документах. Вона багато в чому аналогічна організації проведення ТО розподільних підземних і надземних газопроводів з тією різницею, що в структурі газопроводу-вводу є частина газопроводу на межі розподілу двох середовищ – «земля-повітря», що має свою специфіку обстеження.



Газопровід, що знаходиться між двома середовищами, піддається різним впливам: перепадам температури, тиску, вологості; розходженням у механічній напрузі; різним хімічним складом навколишнього середовища та іншим хімічним і фізичним факторам. У даному разі корозійні процеси проходять більш інтенсивно, тому ділянка газопроводу-вводу на межі розподілу двох середовищ найбільше піддається руйнуванню і, як правило, має найгірший технічний стан. Враховуючи ці обставини,

газопровід умовно поділяють на три частини, причому обстеження і оцінка технічного стану здійснюються для кожної частини окремо, а загальний стан газопроводу-вводу оцінюється за найгіршим з трьох показників.

Структура газопроводу – вводу, подана на рис. 74, складається з таких частин:

- перша підземна частина від місця приєднання до розподільного газопроводу і крайнього зварювального стику перед поворотом на вихід на поверхню;
- друга підземна частина від крайнього зварювального стику перед поворотом газопроводу на вихід на поверхню до рівня землі і надземна частина до відмітки 0,5 м над рівнем землі - на межі розподілу двох середовищ;
- третя надземна частина вище відмітки 0,5 м над рівнем землі до пристрою, що відключає, і ізолюючого з'єднання.

Відстань від крайнього зварювального стику перед поворотом на вихід газопроводу на поверхню до фундаменту будинків і споруд має бути:

- не менше 2,0 м для газопроводів низького тиску (до 0,005 МПа);
- не менше 4,0 м для газопроводів середнього тиску (від 0,005 до 0,3 МПа включно);
- не менше 7,0 м для газопроводів високого тиску (від 0,3 до 0,6 МПа включно);
- не менше 10,0 м для газопроводів високого тиску (від 0,6 до 1,2 МПа включно).

Критерії оцінювання технічного стану газопроводів-вводів

Усі газопроводи – вводи оцінюють за такими показниками:

- герметичності;

- стану металу труби;
- стану захисного ізоляційного покриття (ізоляції);
- якості зварювальних з'єднань;
- технічного стану надземної частини;
- стану будівельних конструкцій і конструктивних елементів (опор, кріплень, футлярів, ізолюючих з'єднань (в тому числі ІФЗ), ізолюючих прокладок між газопроводами і опорами або кріпленнями, газових колодязів, засувок, компенсаторів і та ін.;
- наявності підсипання і присипки піском, наявності вимощення;
- корозійного стану (агресивність середовища, наявність небезпечного впливу блукаючих струмів);
- стану електрохімічного захисту.

Технічний стан газопроводів-вводів, що визначаються частинами, оцінюють за 12 основними критеріями:

1. Герметичність трьох частин (*а, б, в*) газопроводів-вводів;
2. Стан і тип ізоляційного покриття підземної частини і на межі двох середовищ (частин *а, б*).
3. Стан металу труби (частин *а, б, в*).
4. Якість зварювальних з'єднань (частин *а, б, в*).
5. Стан опор, кріплень, ізолюючих прокладок між металоконструкціями і т.д. (частини *в*).
6. Наявність підсипання і присипки піском (частин *а, б*).
7. Корозійний стан (агресивність середовища, наявність небезпечного впливу блукаючих струмів) (частин *а, б*).
8. Стан ЕХЗ (частин *а, б*).
9. Стан футляра (при наявності) на виході газопроводу-вводу із землі, наявність контрольної трубки (КТ), наявність і стан вимощення (поверхневого водовідводу) (частини *б*).
10. Стан ізолюючих з'єднань або ізолюючих фланцевих з'єднань (ІФЗ) (частини *в*).

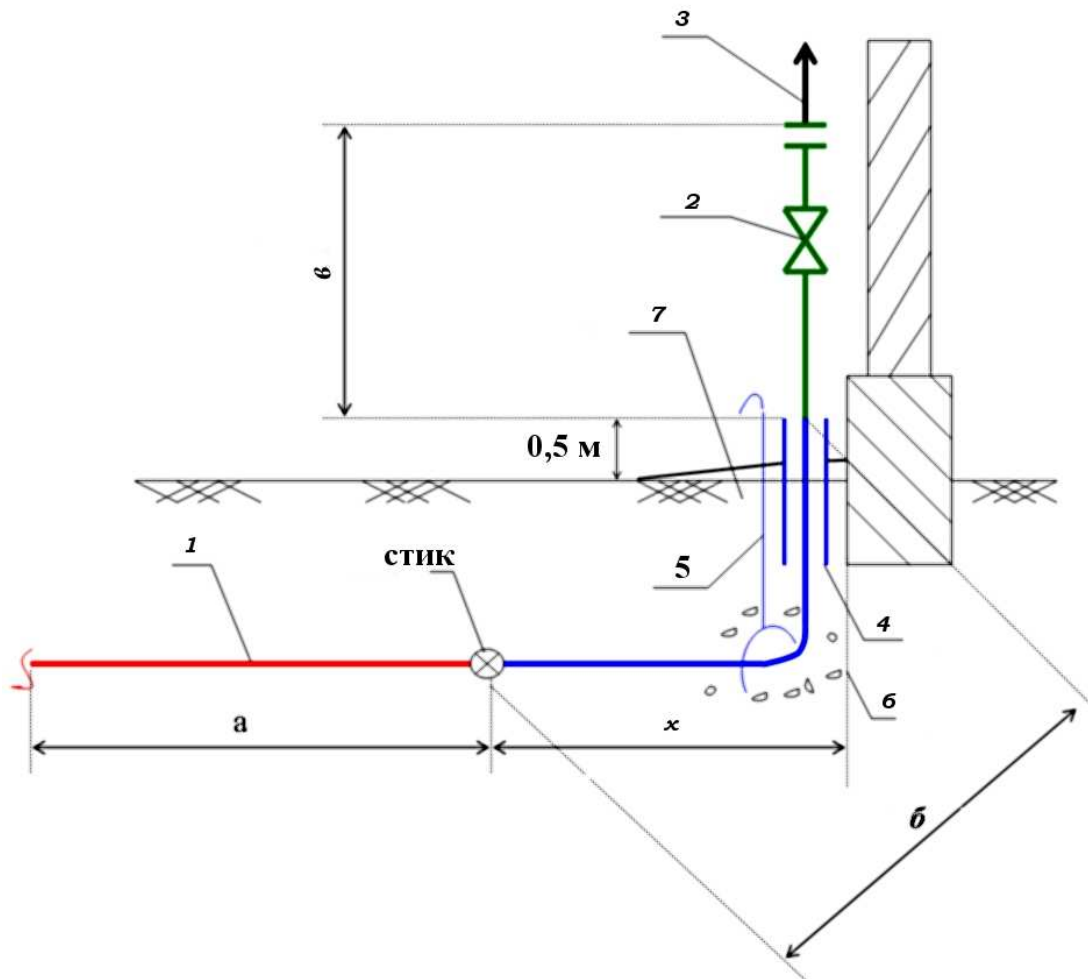


Рис.74 – Структура газопроводу-вводу

а – перша частина; *б* – друга частина; *в* – третя частина; *х* - відстань від крайнього зварювального стику перед поворотом на вихід газопроводу на поверхню до фундаменту будинків і споруд; 1 – газопровід-ввод; 2 – запірна арматура ; 3 – ізолююче з'єднання або ізолююче фланцеве з'єднання; 4 – футляр; 5 - трубка контрольна; 6 – засипка щебенева; 7 – вимощення.

11. Стан захисного покриття надземної частини газопроводу-вводу (наявність і стан фарбування) (частини *в*).

Оцінка показника герметичності кожної з трьох частин (*а*, *б*, *в*) газопроводу-вводу залежить від кількості витоків газу, що виникають внаслідок пошкоджень зварювальних стиків або корозійного стану:

1 витік газу – 1 бал,

0 витоків – 4 бали.

Оцінка стану і типу ізоляційного покриття частин *a* і *б* проводиться так само, як і на підземних розподільчих газопроводах, а перевірка самого ізоляційного покриття на межі двох середовищ (частина *б*) – візуально і за допомогою приладів.

Оцінка стану ізоляційного покриття на межі двох середовищ за результатами КПО залежить для кількості пошкоджень ізоляції (табл. 21) і виставляється окремо для кожної з частин газопроводу *a* і *б*.

Таблиця 21 – Оцінка стану ізоляційного покриття газопроводу-вводу за результатами КПО

Кількість місць пошкодження ізоляції	Оцінка (в балах)
0	4
1	3
2	2
3	1

При шурфовому огляді підземної частини *a* і частини *б* оцінка стану ізоляційного покриття залежить від ступеня пошкоджень (табл. 22).

Таблиця 22 – Оцінка стану ізоляційного покриття за результатами шурфового обстеження

Ступінь пошкоджень	Оцінка (в балах)
Немає	4
Незначні	3
Сильні	2
Дуже сильні (або взагалі відсутня ізоляція)	1

Стан металу труб перевіряють:

- шурфовим методом (підземна частина *a*);
- приладовим методом і візуально (частини *б* і *в*).

З'ясування ступеня корозії на кожній з ділянок (*a*, *б*, *в*) залежить від пошкоджень стінки труби (табл. 23).

Таблиця 23 – Залежність ступеня корозії від пошкоджень труби

Характеристика пошкоджень	Ступінь корозії
На поверхні труби є іржаві плями і одиночні виразки глибиною до 0,6 мм	незначний
Поверхнева корозія труби з одиночними виразками глибиною до 30%	сильний
Корозія стінки з одиночними і гнізовими виразками більше 30% товщини стінки труби, або наскрізні пошкодження	дуже сильний

Оцінка виставляється для кожної частини газопроводу-вводу окремо і залежить від ступеня корозії труби (табл. 24).

Таблиця 24 – Оцінка стану металу труби

Стан металу труби	Оцінка (в балах)
Більше 50% оглянутих місць мають значну і дуже значну корозію	1
До 50% - мають значну і дуже значну корозію	2
Незначна корозія	3
Корозії немає	4

Якщо на межі двох середовищ відсутня дренажна підсипка, то при оцінюванні газопроводу-вводу знімають один бал. З'ясовуючи технічний стан надземної частини, враховують наявність порушень при закріпленні газопроводу, провисання труби, дефекти у відключаючих пристроях, відсутність фарбування, ізолюючих ущільнювачів між трубою і кріпленням – за кожний з виявлених недоліків знімають один бал.

Перевірка і оцінювання якості зварювальних стиків здійснюються на всьому газопроводі-вводі і оцінка в балах залежить від стану стиків (табл. 25).

Таблиця 25 – Оцінка якості зварювальних стиків

Стан зварювальних стиків	Оцінка (в балах)
50% і більше стиків, перевірених гама- або рентгенографіюванням, визнані бракованими	1
Менше 50% стиків браковані	2
Добрі стики	3

Наявність агресивного середовища й небезпечного впливу блукаючих струмів, що призводить до корозійного стану частин **a** і **б** оцінюється залежно від наявності захисного потенціалу та ІФЗ (табл. 26).

Якщо ІФЗ є в наявності, але не виконує своєї функції, то оцінку знижують на 1 бал.

Стан ЕХЗ підземної частини перевіряють на кожному газопроводі-вводі. Якщо на газопроводі є електрозахисний пристрій або захист забезпечується протекторною установкою, то стан ЕХЗ оцінюють в один бал з плюсом (+1). За відсутності засобів захисту ЕХЗ оцінюють в один бал з мінусом (-1).

Таблиця 26 – Оцінка корозійного стану газопроводу-вводу при наявності агресивного середовища і небезпечного впливу блукаючих струмів

Ступінь небезпеки газопроводу-вводу	Оцінка (в балах) при наявності ІФЗ	Оцінка (в балах) при відсутності ІФЗ
Немає захисного потенціалу, знаходиться в анодній зоні або в знакозмінній з перевагою анодної зони;	1	0
Немає захисного потенціалу відповідно ДОСТ 602-89*, знаходиться в знакозмінній зоні з перевагою катодної зони;	2	1
Є захисний потенціал відповідно до ГОСТ 602-89*.	3	2

Загальна оцінка технічного стану газопроводу-вводу складається з отриманих даних (оцінок) кожної з трьох частин (**a**, **б**, **в**):

- S_a - оцінка стану частини **a**;
- S_b - оцінка стану частини **б** ;
- S_v - оцінка стану частини **в**;

Розрахунок сумарного показника для частини **a** газопроводу-вводу виконують аналогічно розрахунку технічного стану (ТС) підземного газопроводу за формулою (30).

Розрахунок сумарного показника для частини **б** газопроводу-вводу виконують аналогічно розрахунку ТС підземного

газопроводу за формулою (30), але з урахуванням специфіки частини:

- при відсутності вимощення знімається 1 бал;
- при відсутності контрольної трубки знімається 1 бал;
- якщо ІФЗ не встановлено на вводі або встановлено, але вони не виконують своїх ізолюючих функцій, оцінку корозійної небезпеки зменшують на 1 бал.

Розрахунок сумарного показника для **частини в** газопроводу-вводу виконують аналогічно розрахунку технічного стану надземного газопроводу за формулою (30). При визначенні стану частини **в** враховують наявність порушень кріплення газопроводів, провисання труб, дефектів у стані відключаючих пристроїв; відсутність фарбування труби, ізолюючих прокладок між трубою і кріпленнями - за кожне з перерахованих порушень знімають 1 бал.

Відомості про необхідність установки або ремонту ІФЗ, КТ, вимощення, фарбування і т.д. відображують в пункті 9 (Додаткові дані) Акта технічного стану газопроводу-вводу.

Дані усіх частин (а, б, в) газопроводу заносять до таблиці (додаток Н), за результатами яких визначають технічний стан газопроводу-вводу.

Загальна оцінка (S) технічного стану газопроводу-вводу в цілому визначається за гіршою з оцінок окремих частин газопроводу-вводу S_a , S_b , S_v .

Кінцевим результатом перевірки є складання акта, зразок бланку якого наведено в додатку П.

2.2.6. Планування і організація робіт з ремонту газопроводів та їхніх споруд

Планово-попереджувальні ремонти. Система планово-попереджувальних ремонтів газопроводів і споруд на них складається з технічного обслуговування і планового ремонту.

Технічне обслуговування газопроводів і споруд на них включає:

- спостереження за станом зовнішніх газопроводів (підземних і надземних), а також усунення дрібних несправностей, що виникають у процесі експлуатації;
- спостереження засобів електрозахисту, а також усунення дрібних несправностей, що виникають у процесі експлуатації;
- періодичне обстеження газопроводів і споруд на них;
- вимірювання тиску газу в газопроводах;
- вимірювання електропотенціалів на підземних газопроводах.

До планових відносяться капітальний і поточний ремонт, аварійно-відбудовні ремонти належать до позапланових робіт.

Планування і організація ремонтних робіт

За результатами діагностики ТО (паспортизації) газопроводів власник зобов'язаний виконати необхідні роботи з ремонту заміни, перекладці газопроводів (або їхніх окремих ділянок) і споруд на них. З цією метою на підприємстві складаються заходи і плани-графіки виконання робіт з поточного і капітального ремонту. Розроблюється проектно-кошторисна документація, складаються заявки на придбання матеріалів і устаткування; перевіряється забезпеченість ремонтних робіт робочою силою і матеріалами, деталями, інструментами і механізмами; організовується технічний інструктаж і інструктаж з охорони праці на підприємстві.

Поточний ремонт необхідний для постійної підтримки працездатності газопроводів і споруд на них. Роботи з поточного ремонту спрямовані на усунення несправностей і поломок окремих вузлів і деталей, що виникають у процесі експлуатації.

Поточний ремонт поділяють на дві групи:

1 група – профілактичний ремонт, що виконується у процесі експлуатації і заздалегідь запланований за обсягом і термінами виконання на рік. План поточного ремонту складають на підставі

опису необхідних ремонтних робіт, який виникає при обході трас і періодичних оглядах.

2 група – непередбачений ремонт, що виконується у терміновому порядку з метою виправлення пошкоджень, що не могли бути заздалегідь виявлені й усунуті при профілактичному ремонті або виникли після його виконання, а затримка з усуненням цих недоліків може призвести до серйозних аварій або значного погіршення умов експлуатації.

До капітального ремонту відносяться роботи, в процесі яких здійснюється заміна зношених конструкцій, вузлів, деталей на такі само або сучасніші, а також роботи з ремонту базових (основних) конструкцій і споруд.

Відбір об'єктів для капітального ремонту здійснюють на підставі актів технічного обстеження, складених при паспортизації газопроводів, якщо газопровід «потрапив» у стан «капремонта за чергою», а також дефектних відомостей, складених у результаті оглядів і записів в експлуатаційних паспортах. Черговість виконання капітального ремонту залежить від суми балів за результатами паспортизації. Першочерговими є газопроводи, що набрали менше балів у категорії «капремонт за чергою».

На роботи з капітального ремонту обов'язково повинна бути складена і погоджена проектно-кошторисна документація. Усі роботи, що підлягають капітальному ремонту, включають до плану капітального ремонту на рік з докладним описом ремонтних робіт з визначенням їхніх обсягів.

Виконання робіт щодо капітального ремонту здійснюють з максимальним застосуванням механізмів і пристроїв, з максимальною централізацією виготовлення заготовок труб, вузлів і деталей. Для об'єктів зі складною технологією ремонтних робіт складають проекти проведення робіт, в яких визначені: методи і терміни їх виконання, потреба в робочій силі, матеріалах, арматурі,

будівельних матеріалах, а також розміщення матеріалів, тимчасових споруд, механізмів на території, що прилягає до об'єкта, який ремонтується.

Склад робіт з поточного ремонту. Роботи з поточного ремонту газопроводів і споруд на них поділяються на дві групи:

1 група – поточний профілактичний або планово-попереджувальний ремонт (ППР), що здійснюється у процесі експлуатації і заздалегідь запланований за обсягом і терміном виконання;

2 група – непередбачений ремонт, що виконується у терміновому порядку.

План-графік ППР на рік складається не пізніше, ніж за три місяці до початку року і затверджується керівником підприємства. Річним планом ППР визначаються обсяг і вартість ремонтно-профілактичних робіт, необхідні трудовитрати і тривалість ремонту об'єктів.

Непередбачений поточний ремонт заздалегідь не планують, тому що він полягає в терміновому виправленні раніше не виявлених пошкоджень.

Поточний ремонт проводять за рахунок експлуатаційних витрат підприємства, як правило, у співвідношенні 75-80% асигнувань на ППР і 20-25% - на непередбачені поточні ремонти.

Поточний ремонт здійснюють підрозділи ремонтних служб.

До поточного ремонту входять такі роботи:

1. Усунення дрібних дефектів і витоків газу на арматурі.
2. Ремонт окремих місць на сталевих газопроводах з пошкодженою ізоляцією.

3. Ремонт розривів зварювальних стиків, ділянок сталевих газопроводу з наскрізними корозійними або механічними пошкодженнями, ділянками газопроводів з глибокими корозійними пошкодженнями (більше 30% товщини стінки труби) – шляхом

вирізання дефектних ділянок і вварювання катушок. При цьому всі зварювальні стики, виконані при ремонті газопроводів, треба перевіряти фізичними методами контролю.

4. Ремонт порушень стиків, ділянок поліетиленових-газопроводів (ПЕ газопроводів) з механічними пошкодженнями - шляхом вирізання дефектних ділянок і вварювання ПЕ-катушок за допомогою сталевий вставки або на нероз'ємному з'єднанні. Ремонт виявлених нещільностей у нероз'ємних з'єднаннях ПЕ-труб зі сталевими виконують шляхом вирізання цих з'єднань і заміни на нові.

5. Зміцнення зварювальних стиків на газопроводі з тиском до 0,3 МПа шляхом установки на стик муфт з гофрами (тільки для тих стиків, цілісність яких не порушена, а виявлені непровари, шлакові включення, газові пори).

6. Зміцнення зварювальних стиків на газопроводі з тиском понад 0,3 МПа пелюстковими муфтами (тільки для тих стиків, цілісність яких не порушена, а виявлені непровари, жужельні включення, газові пори). Крім того, пелюстковим наварюванням можна виконувати ремонт стиків газопроводів з тиском до 0,3 МПа, що мають тріщини і наскрізні отвори у вигляді пор.

7. Для надземних газопроводів: усунення провисання газопроводу шляхом виправлення ухилу; закріплення опор і кріплень; фарбування труб.

8. Упорядкування надземних знаків.

9. Усунення сніжно-крижаних, кристалогідратних закупорок з наступним видаленням конденсату шляхом заливання розчинника в газопровід, обігріву місця крижаної закупорки, шурфування газопроводу і прочищення йоржем.

10. Ремонт колодязів: очищення колодязів від бруду і сторонніх предметів; очищення кришки і усунення перекосів і осідань; перевірка, закріплення сходин і скоб; усунення свищів і

пошкоджень кладки в стінах колодязів; ремонт штукатурки; закладання вибоїн горловин; відновлення вимощення; ущільнення кришок газових колодязів просмоленним клоччям, заливання швів люків бітумом у місцях можливого проникнення паводкової або талої води.

11. Ремонт засувок і компенсаторів: очищення від бруду; «розгін» черв'яка засувки і його змащення; перевірка і набивання сальника; перевірка стану компенсаторів; перевірка справності приводного пристрою; фарбування засувок і компенсаторів.

12. Ремонт конденсатозбірників, КТ та інших пристроїв: усунення перекосів кришок коверів, перевірка щільності нарізних сполучень конденсатозбірників мильною емульсією, змащення різьби пробок і кранів тавотом і підстанова їх з підмоцненням льняного пасма; усунення пошкоджень оголовків стояків конденсатозбірників; нарощування або обрізка вивідних трубок; ремонт або заміна несправних кранів і деталей конденсатозбірників.

13. Профілактика ЕЗУ: виконання усіх робіт з технічного огляду; перевірка ефективності роботи засобів захисту (зони захисту); вимірювання опору захисного і анодного заземлень; вимірювання опору ізоляції кабельних ліній і струмоведучих частин установки відносно металевого корпусу.

14. Ремонт ЕЗУ: одна або дві зазначених нижче роботи - ремонт мережі живлення (до 20% довжини кабельної живильної лінії); ремонт випрямного блоку; ремонт вимірювального блоку; ремонт корпусу і вузлів кріплення; ремонт дренажного кабелю (до 20% довжини кабельної дренажної лінії); ремонт контактної пристрою (КП) на газопроводі або контурі анодного заземлення; ремонт контуру анодного заземлення в обсязі до 20%.

Склад робіт з капітального ремонту

До капітального ремонту відносяться роботи, у процесі яких здійснюється заміна зношених конструкцій, вузлів, деталей на такі ж або сучасніші, а також роботи з ремонту базових (основних) конструкцій і споруд.

План капітального ремонту складається на рік і є частиною організаційно-технічних заходів (ОТЗ) підприємства газового господарства. План ОТЗ затверджується керівником підприємства.

Для об'єктів капітального ремонту розробляється проектно-кошторисна документація, що відповідає вимогам діючих нормативних документів і ресурсних елементних кошторисних норм (РЕКН). Крім прямих витрат на капітальний ремонт у кошторисах, передбачаються накладні витрати і нарахування на прямі витрати в розмірах, передбачених нормативними документами. При підрядному способі передбачаються планові накопичення, при госпспособі вони не нараховуються. Кошторис на капітальний ремонт газопроводів і споруд на них затверджується керівником підприємства.

Капітальний ремонт проводиться за рахунок амортизаційних відрахувань підприємства. Він здійснюється підрозділами ремонтних служб.

До проведення робіт з капітального ремонту дозволяється приступати при наявності:

- об'єкта в плані капітального ремонту;
- фінансування.
- затвердженої проектно-кошторисної документації;
- трудових ресурсів, матеріалів, машин і механізмів, пристроїв, будівельних матеріалів;
- ордера (дозволу) на виконання земляних робіт;
- пристроїв огороження та інших охоронних заходів відповідно до вимог нормативів з охорони праці.

При виконанні ремонтних робіт здійснюють контроль фахівці підприємства газового господарства і представники Держнаглядохоронпраці щодо дотримання Правил безпеки систем газопостачання України (ПБСГУ) і вимог діючих нормативів. Об'єкти, що пройшли капітальний ремонт, приймає в експлуатацію комісія, призначена керівником підприємства-власника газопроводу або підприємства газового господарства. Після закінчення ремонтних робіт складають акт приймання відремонтованого об'єкта, в якому вказують обсяги виконаних робіт у натуральному й грошовому вираженні; якість і результати випробувань за установленою формою з прикладанням виконавчо-технічної документації в повному обсязі.

При реконструкції газопроводів зі зміною їхньої колишньої траси на ці ділянки складають виконавчо-технічну документацію відповідно до вимог, що пропоновані при новому будівництві газових мереж.

До капітального ремонту входять наступні роботи:

1. Усі види робіт, виконувані при поточному ремонті.
2. Заміна ізоляційного покриття газопроводу.
3. Заміна ділянок газопроводів. Загальна довжина таких ділянок не повинна перевищувати 20% від довжини газопроводу, що ремонтується.
4. Ремонт колодязів: усі види робіт з поточного ремонту колодязів, а також ремонт цегельної кладки з розбиранням і заміною перекриття, заміною зношених кришок, перекладкою горловин, повне відновлення або ремонт гідроізоляції колодязів, штукатурення колодязів, зміна сходів і ходових скоб, нарощування висоти колодязів.
5. Ремонт засувок: розбирання, заміна зношених деталей; шабрування, розточування, заміна ущільнювальних кілець, змащення, а також повна заміна зношених засувок.

6. Ремонт конденсатозбірників, КТ та інших пристроїв: демонтаж і заміна конденсатозбірників, ремонт або заміна коверів, установка додаткових конденсатозбірників.

7. Ремонт ЕЗУ: усі роботи з технічного огляду, більше двох видів зазначених нижче робіт - ремонт мережі живлення (до 20% довжини кабельної живильної лінії); ремонт випрямного блоку; ремонт вимірювального блоку; ремонт корпусу і вузлів кріплення; ремонт дренажного кабелю (до 20% довжини кабельної дренажної лінії); ремонт контактної пристрою (КП) на газопроводі або на контурі анодного заземлення; ремонт контуру анодного заземлення (в обсязі до 20%) або ремонт в обсязі більше 20% лінії живлення, дренажного кабелю, контуру анодного заземлення.

Реконструкція газопроводів

Заміні або реконструкції підлягають газопроводи, які за результатами діагностики технічного стану (паспортизації) визнані аварійнонебезпечними (аварійні газопроводи й газопроводи в незадовільному стані).

Реконструкція може здійснюватися як по трасі газопроводу, так і поза її межами. Це може бути перекладка підземного газопроводу на надземний або зміна траси підземного газопроводу і т.д. Передовими європейськими технологіями в області реконструкції – є реновація зношених газопроводів за допомогою протягування ПЕ-труби всередині сталевих (зі зменшенням діаметра труби) або санація методами «Фенікс» і «U-лайнер» (без зменшення діаметра труби).

Роботи по заміні й реконструкції газопроводів, як правило, є аварійно-відбудовними ремонтними роботами і відносяться до позапланових.

Контрольні запитання

1. Назвіть показники оцінювання газопроводів.
2. В якій послідовності проводиться технічне обстеження газопроводів?
3. Назвіть прилади, які застосовують для виявлення пошкоджень ізоляції і витоків газу.
4. Що являє собою шурфовий метод, яке його основне призначення?
5. Назвіть послідовність перевірки ізоляційного покриття.
6. Як визначається корозійний стан газопроводу?
7. Як визначається рівень захисту газопроводу?
8. Назвіть критерії оцінювання герметичності газопроводів.
9. Назвіть критерії оцінювання стану ізоляційного покриття
10. Назвіть критерії оцінювання стану металу труби.
11. Як визначається стан засобів ЕХЗ?
12. Назвіть методи встановлення загальної оцінки стану газопроводів.
13. Назвіть порядок оформлення документації за результатами діагностики.
14. Назвіть критерії оцінювання технічного стану газопроводів-вводів.
15. Назвіть основні види ремонтів сталених газопроводів та їхніх споруд.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Багдасаров В.А. Аварийная служба городского газового хозяйства. – Л.: НЕДРА, 1975. - 407 с.
2. Белашов А.Д. Особенности эксплуатации газового хозяйства в зимних условиях. – Л.: Недра, 1982. - 168с.
3. Больте О.Ж. Опыт контроля газопроводной сети. – М., 1993.
4. Газификация сельской местности: Справ. пособие/ Енин П.М. и др. - К.: Урожай, 1992.-200 с.
5. ГОСТ 9.602-89*. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. Введено с 01.01.91. Срок действия до 01.01.96. Группа Т96. Изменение № 1. Введено с 01.07.95. Без срока ограничения. Межгосударственные стандарты. Указатель. 51 с.; изменение №1 - 11 с.
6. ГСНУ. Газоснабжение. ДБН В.2.5-20-2001. – 287 с.
7. ДБН В.2.5 – 20 - 2001. Госстрой Украины. – К., – 2001.
8. ДНАОП 0.00-1.20-98. Правила безпеки систем газопостачання України (ПБСГУ).-К.:1998.- 368 с.
9. ДСТУ Б.В.2.7-73-98. Труби поліетиленові для подачі горючих газів. Технічні умови.-К.:Укрархбудінформ, 1998. - 41 с. - Чинний з 01.01.99.
- 10.Евдокимов А.Г., Макаренко А.И., Самойленко Н.И., Седак В.С. Управление газовым хозяйством области. - Харьков: Основа, 1997. - 37 с.
- 11.Експлуатаційнику газонафтового комплексу: Довідник/ Розгонюк В.В. та ін. – К.: Росток, 1998. –431 с.
- 12.Єнін П.М., Шишко Г.Г., Предун К.М, Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом.-К.:Логос, 2002.-198 с.

13. Информационные материалы зарубежных фирм-производителей.
14. Інструкція з електрохімічного захисту підземних газопроводів та резервуарів зрідженого газу. 320.03329031.008-97 ВАТ “УкрНДІнжпроект. – К., 1980. – 102 с.
15. Ионин А.А., Алибеков К.С., Жила В.А., Затикян С.С. Надежность городских систем газоснабжения.-М.:Стройиздат, 1980.-231 с.
16. Котов В.Т. Охрана труда в газовом хозяйстве. – Л.: Недра, 1989. -117 с.
17. Кравченко И.А. периодичность осмотров нуждается в поправках//Городское хозяйство Украины. – 1976. – № 4. – С. 24.
18. Кязимов К.Г. Справочник газовика: Спр.посobie. – М.: Высш.шк. 200 - 272 с.
19. Кязимов К.Г. Эксплуатация и ремонт газовых сетей и оборудования.- М: Изд-во лит-ры по строительству, 1968. -303с.
20. Кязимов К.Г., Гусев В.Е. Эксплуатация и ремонт оборудования систем газоснабжения: Настольная книга слесаря газового хозяйства. - К.: Основа, 2000. - 288 с.
21. Макаренко А.И., Седак В.С. Рациональное управление газовым хозяйством области. - К.: ИСМО, 1998. - 252 с.
22. Правила безпеки систем газопостачання України. – К., 1998.
23. Правила обстеження, оцeнки технічного станy, паспортизації и проведення планово-предупредительных ремонтів газопроводів и соорyжений на них. Утверждено приказом Госкомстроя от 9 июня 1998 г. № 124. Зареєстровано в Міністерстві України 13 ноября 1998 г. № 723/3163. – К., 1998. - 61с.
24. Сборник руководящих материалов по защите городских подземных трубопроводов от коррозии. – Л.: Недра, 1987. – 408 с.

- 25.Свод правил по проектированию и строительству СП42-103-2003. Проектирование из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов. - М.: Полимергаз, 2004.-86 с.
- 26.Седак В.С. Мониторинг газовых сетей современными вычислительными средствами // Коммунальное хозяйство городов: Науч.-техн. сб. Вып.20. – К.: Техніка, 1999. – С.125-129.
- 27.Сладков С.П. Автоматизация и телемеханизация газового хозяйства: Уч. пособие для техникумов.-М: Стройиздат, 1977.- 293 с.
- 28.Слесарю газовой службы: Спр. пособие/Ошовский В.Д. и др.- Донецк: Донбасс, 1987.-159 с.
- 29.СНиП 2.04.08—87. Газопостачання.
- 30.СНиП 3.05.02—88. Газопостачання.
- 31.Стандарт организации ОАО “Харьковгоргаз”. СОУ 11.2-03359552-001-2004. Введён приказом по предприятию от 14.07.2004 г. № 141. – 19 с.
- 32.Стрижевский И. В., Зиневич А. М., Никольский К. К. и др. Защита металлических сооружений от подземной коррозии: Справочник. – М.: Недра, 1981, 293 с.
- 33.Удовенко В.Є., Сафронова І.П., Гусева Н.Б. Полиэтиленовые трубы – это просто. – М.: ЗАО «Полимергаз», 2003.- 238 с.
- 34.Управление организацией: Учебник/Под ред. А.Г. Поршнева, З.П. Румянцевой, Н.А.Соломатина. – М.: ИНФРА - М, 2000. - 669 с.
- 35.Устав ОАО “Харьковгаз”. – Харьков, – 1999. - 18 с.
- 36.Чучакин Л. А., Тверетин Н. Е. Приборный контроль за состоянием газопроводов и газового оборудования. – Л.: Недра, 1986. – 167 с.
- 37.Шур И.А. Газорегуляторные пункты и установки. – Л.: Недра, 1985. – 288 с.

Горючі гази та їх властивості

Таблиця А1 – Основні ознаки горючих газів

Гази	Запах	Дія на організм людини
Метан CH_4 , етан C_2H_6	Не має	Не отруйний, викликає задуху при концентрації в повітрі більше 10 %
Пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10}	Не має	Викликає задуху при концентрації в повітрі більше 10 %, запаморочення настає при вдиханні через 2 хвилини
Водень H_2	Не має	При високих концентраціях викликає задуху
Окис вуглецю CO	Не має	Сильно отруйний: отруєння настає при концентрації в повітрі більше 0,025 %
Сірководень H_2S	Сильний (тухлих яєць)	Сильно отруйний: отруєння настає при концентрації в повітрі більше 0,025 %
Вуглекислий газ CO_2	Злегка кислуватий	При концентрації в повітрі близько 3% спостерігається хекання, більше 10 % - настає смерть
Азот N_2	Не має	Виникає задуха при концентрації в повітрі більше 83 %
Кисень O_2	Не має	Нешкідливий

Таблиця А2 – Фізико-хімічні властивості газів

Газ	Молекул. маса, М	Густина ρ , кг/м ³	Теплота згоряння, МДж/м ³		Межа займистості, % об'ємні		Температура займистості Т, °С
1	2	3	4	5	6	7	8
Метан CH ₄	16,042	0,717	35,845	39,792	5,0	15,0	650
Етан C ₂ H ₆	30,068	1,356	63,797	69,713	3,2	12,5	510
Пропан C ₃ H ₈	44,094	2,004	91,321	99,219	2,4	9,5	500
Бутан C ₄ H ₁₀	58,120	2,703	113,595	121,485	1,8	8,4	475
Пентан C ₅ H ₁₂	72,151	3,457	146,202	158,773	1,4	7,8	475
Вуглекислий газ CO ₂	44,010	1,977	-	-	-	-	-
Азот N ₂	28,016	1,25	-	-	-	-	-
Сірководень H ₂ S	34,082	1,539	23,401	25,425	-	-	-

Додаток Б

Газові мережі із сталевих труб

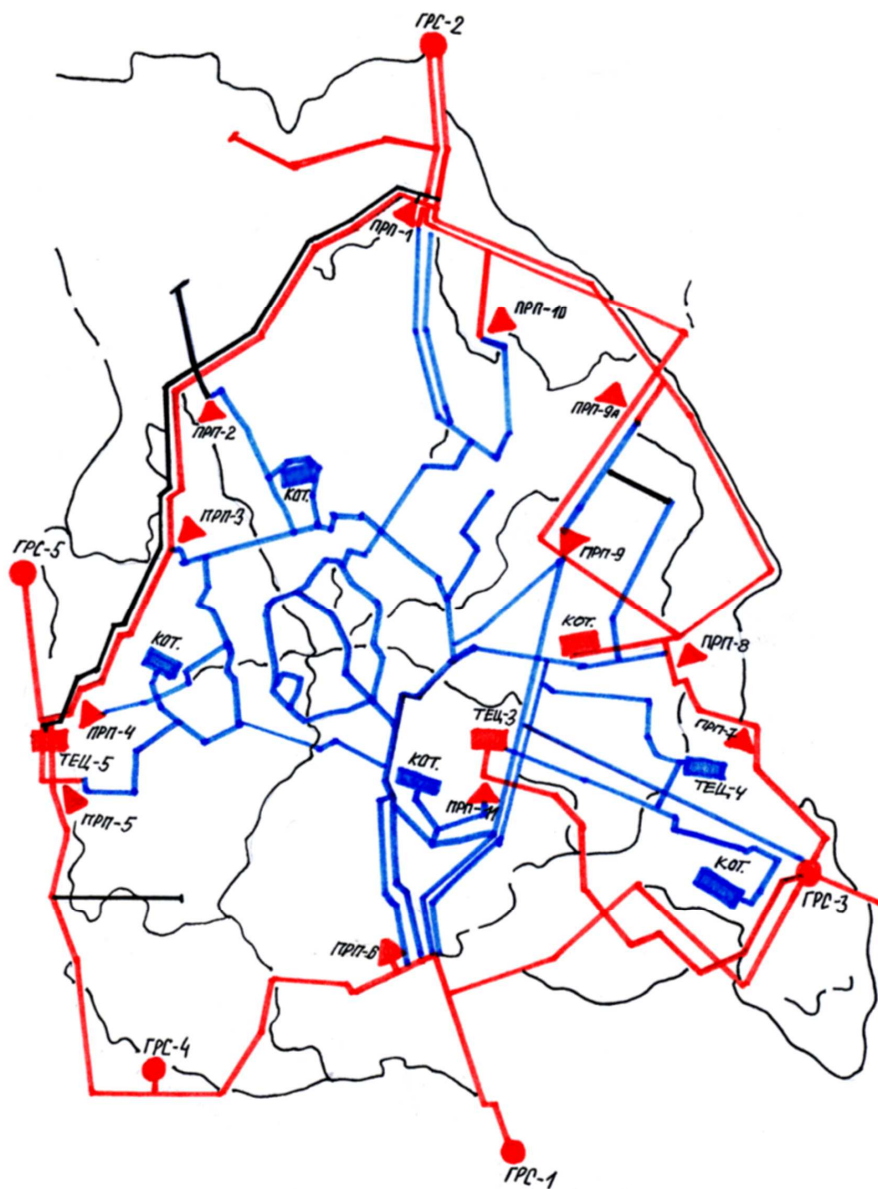
Таблиця Б1 – Класифікація газопроводів

Ознаки газопроводів	Види газопроводів
1) за видом транспортування газу	Природного і попутного нафтового газу, зрідженого вуглеводню, штучного і змішаного газу.
2) за тиском газу	Високого (від 0,3 до 1,2 МПа), середнього (0,005-0,3 МПа), низького (до 5000 Па) тиску
3) за розташуванням в системі мереж міст і населених пунктів	Зовнішні (вуличні, квартальні, дворові, міждільничні, міжселищні), внутрішні (в середині будинків, ділянок)
4) за місцем розташування відносно землі	Підземні, надземні, наземні
5) за призначенням в системі газопостачання	Міські магістральні, розподільчі, вводи, ввідні (ввід у споруди), імпульсні й продувні
6) за принципом будівництва	Замкнуті (колоподібні), розгалужені (тупикові), змішані
7) за матеріалом труб	Металеві, поліетиленові

Таблиця Б2 – Співвідношення найбільш розповсюджених
одиниць тиску

Міліметр ртутного стовпа	Кілограм-сила на квадратний метр (міліметр водяного)	Кілограм-сила на квадратний сантиметр	Бар	Паскаль	Найменування одиниць
$1,33322 \cdot 10^2$	9,80665	$0,980665 \times 10^5$	$1 \cdot 10^5$	1	Па
$1,33322 \cdot 10^{-3}$	$0,980665 \cdot 10^{-4}$	0,980665	1	$1 \cdot 10^{-5}$	Бар
$1,35951 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-4}$	1	1,01972	$1,01972 \cdot 10^{-5}$	кгс/см ²
13,5951	1	$1 \cdot 10^4$	$1,01972 \cdot 10^4$	$1,01972 \cdot 10^{-1}$	кгс/м ² (мм вод. ст.)
1	$7,3556 \cdot 10^{-2}$	$7,3556 \cdot 10^2$	$7,50062 \cdot 10^2$	$7,50062 \cdot 10^{-3}$	мм рт.ст.

Примітка: 1 МПа = 10^6 Па; 1 атм = 1 кгс/см²



УМОВНЕ ПОЗНАЧЕННЯ

- ГРС
- ▲ ПРП
- ТЕЦ, КОТЕЛЬНЯ В/Т
- ТЕЦ, КОТЕЛЬНЯ С/Т
- ГАЗОПРОВІД В/Т
- ГАЗОПРОВІД С/Т
- ГАЗОПРОВІД, ЩО ПРОЕКТУЄТЬСЯ

Рис. Б1 – Схема газопроводів високого і середнього тиску великого міста

Таблиця Б3 – Класифікація сталей

Сталь	Марка сталі
Низьковуглецева звичайної якості	Ст 0, Ст1кп, Ст1пс, Ст1сп, Ст2кп, Ст2пс, Ст2сп, Ст3кп, Ст3пс, Ст3сп, Ст3Гпс, Ст3Гсп, Ст4кп, Ст4пс, Ст4сп, Ст5пс, Ст5сп, Ст6пс, Ст6сп.
Низьковуглецева якісна	05кп, 08кп, 08пс, 08, 10 кп, 10 пс, 10, 11кп, 15кп, 15пс, 15, 18 кп, 20кп, 20пс, 20, 25

Примітка: Сталь – це сплав заліза з вуглецем з вмістом вуглецю до 2,14 %.

Додаток В

Ізоляційні й захисні матеріали

Таблиця В1 – Прокладочні листові матеріали для фланцевих з'єднань

Прокладочний матеріал	Товщина листов, мм	Призначення
Пароніт по ДСТ 481-71 (марка ПМБ – маслобензостійкий)	1-4	Для ущільнення з'єднань на газопроводах тиском до 1,2 кгс/см ²
Резина листовіа технічна морозо- і маслобензостійка без тканинних прокладок по ДСТ 17133-71 і 7338-77	3-5	Для ущільнення з'єднань на газопроводах тиском до 0,6 кгс/см ²
Алюміній листовий відпалений або смуги з алюмінію чи алюмінієвих сплавів відпалені по ДСТ 21631-76 і 9.011-73	1-4	Для ущільнення з'єднань на газопроводах усіх тисків, в тому числі транспортуючих сірковий газ
Мідь листовіа, м'яка по ДСТ 495-77 (марки М1 і М2)	1-4	те ж

Таблиця В2 – Спеціальні змащення для газової арматури

Змащення	Температура краплепадиння, °С	Допустима температура оточуючого середовища, °С	Призначення
Для газових кранів	60	-30...+60	Для змащування ущільнювальних поверхонь чавунних натяжних і сальникових кранів
Синтетичне 1-13С	120	-30...+100	Для змащення ущільнювальних поверхонь чавунних і сталевих засувов, а також півосей регулюючих засувов
«Карбюр»	70	-30...+50	Для змащення ущільнювальних поверхонь кольорової арматури – лабораторних і натяжних кранів
ГАЗ-41	180	-40...+160	Для ущільнювальних поверхонь кранів з кольорових металів

Таблиця В3 – Структура захисного покриття посиленого типу

1. На основі полімерних липких стрічок	Товщина шарів, не менше, мм
Грунтовка	0,1
Полімерна липка стрічка	1,1
Зовнішня обгортка	залежно від матеріалу
2. На основі бутилкаучуку	Товщина шарів, не менше, мм
Грунтовка	0,05-0,07
Рулонний матеріал	1,6

Поліетиленові труби й з'єднувальні частини до них

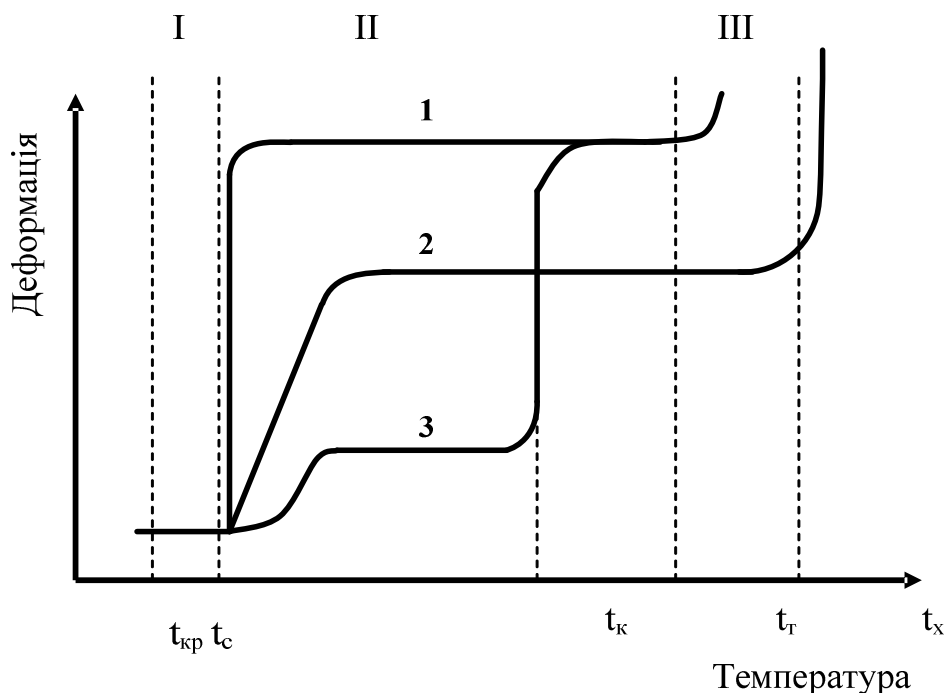


Рис.Г1 – **Термомеханічні криві** некристалічного лінійного (1), кристалічного (2), дрібносітчастого (3) полімерів ($t_{кр}$, t_c , $t_к$, $t_т$, t_x відповідно температури крихкого руйнування, склування, кристалізації, початку в'язкої течії і початку хімічного розкладу. Ділянки I-III відповідно склоподібного, високоеластичного та в'язкотекучого стану)

Таблиця Г1 – **Сортамент поліетиленових труб**

SDR	Діаметри труб, мм
11	20; 25; 32; 40; 50; 63; 75; 90; 110; 125; 160; 180; 200; 225
17,6	75; 90; 110; 125; 160; 180; 200; 225

Таблиця Г2 – **Розміри партій труб**

Розмір партій труб в м	Діаметр труб в мм
60000	16,20,25,32
20000	40,50
10000	63,75
5000	90,110,125,140,160
2000	180,200,225,250
1000	315,355,400

Таблиця Г3 – Максимальний робочий тиск у газопроводі

Коефіцієнт запасу міцності, С	Максимальний робочий тиск у газопроводі, (МПа) при використанні труб з			
	ПЭ 80 (MRS 8,0)		ПЭ 100 (MRS 10,0)	
	SDR 17,6	SDR 11	SDR 17,6	SDR 11
2,0*	0,48	0,8	0,6	1,0
2,5	0,39	0,64	0,48	0,8
2,8	0,34	0,57	0,43	0,7
3,15	3,1	5,1	3,8	6,3
3,95	2,5	4,1	3,0	5,0
*Застосовують за кордоном				

Таблиця Г4 – Граничні відхилення параметрів та овальність труб

d _n	Граничне відхилення середнього зовнішнього діаметра	SDR 17,6		SDR 11		Овальність труби, не більше	
		L _n					
		Номінальна	Граничне відхилення	Номінальна	Граничне відхилення	У прямих відрізках	У бухтах, котушках
16	+ 0,3	-	-	3,0	+0,4	0,5	1,2
20	+ 0,3	-	-	0,3	+0,4	0,5	1,2
25	+ 0,3	-	-	0,3	+0,4	0,6	1,5
32	+ 0,3	-	-	0,3	+0,4	0,8	2,0
40	+0,4	-	-	3,7	+0,5	1,0	2,4
50	+0,4	2,9	+0,4	4,6	+0,6	1,2	3,0
63	+0,4	3,6	+0,5	5,8	+0,7	1,5	3,8
75	+0,5	4,3	+0,6	6,8	+0,8	1,6	4,5
90	+0,6	5,2	+0,7	8,2	+1,0	1,8	5,4
110	+0,7	6,3	+0,8	10,0	+1,1	2,2	6,6
125	+0,8	7,1	+0,9	11,4	+1,3	2,5	7,5
140	+0,9	8,0	+0,9	12,7	+1,4	2,8	8,4
160	+1,0	9,1	+1,1	14,6	+1,6	3,2	9,6
180	+1,1	10,3	+1,2	16,4	+1,8	3,6	-
200	+1,2	11,4	+1,3	18,2	+2,0	4,0	-
225	+1,4	12,8	+1,4	20,5	+2,2	4,5	-
250	+1,5	14,2	+1,6	22,7	+2,4	5,0	-
280	+1,7	15,9	+1,7	25,4	+2,7	9,8	-
315	+1,9	17,9	+1,9	28,6	+3,0	11,1	-
355	+2,2	20,2	+2,2	32,3	+3,4	12,5	-
400	+2,4	22,8	+2,4	36,4	+3,8	14,0	-

Таблиця Г5 – Розрахункова маса 1 м труб

d _n , мм	Розрахункова маса 1 м труб, кг	
	SDR 17,6	SDR 11
16	-	0,123
20	-	0,162
25	-	0,209
32	-	0,276
40	-	0,427
50	0,443	0,663
63	0,691	1,050
75	0,970	1,462
90	1,400	2,120
110	2,070	3,140
125	2,660	4,080
140	3,330	5,080
160	4,340	6,700
180	5,520	8,430
200	6,780	10,400
225	8,550	13,200
250	10,600	16,300
280	13,300	20,400
315	16,800	25,100
355	21,300	32,800
400	27,000	41,800

Примітка 1. Розрахункова маса 1 м труб обчислена при щільності поліетилену 950 кг/м³ з урахуванням половини допусків на номінальну товщину стінки і середній зовнішній діаметр.

Примітка 2. При виготовленні труб з поліетилену щільністю, що відрізняється від 950 кг/м³, дані з таблиці помножують на коефіцієнт

$$K = \frac{\rho}{950},$$

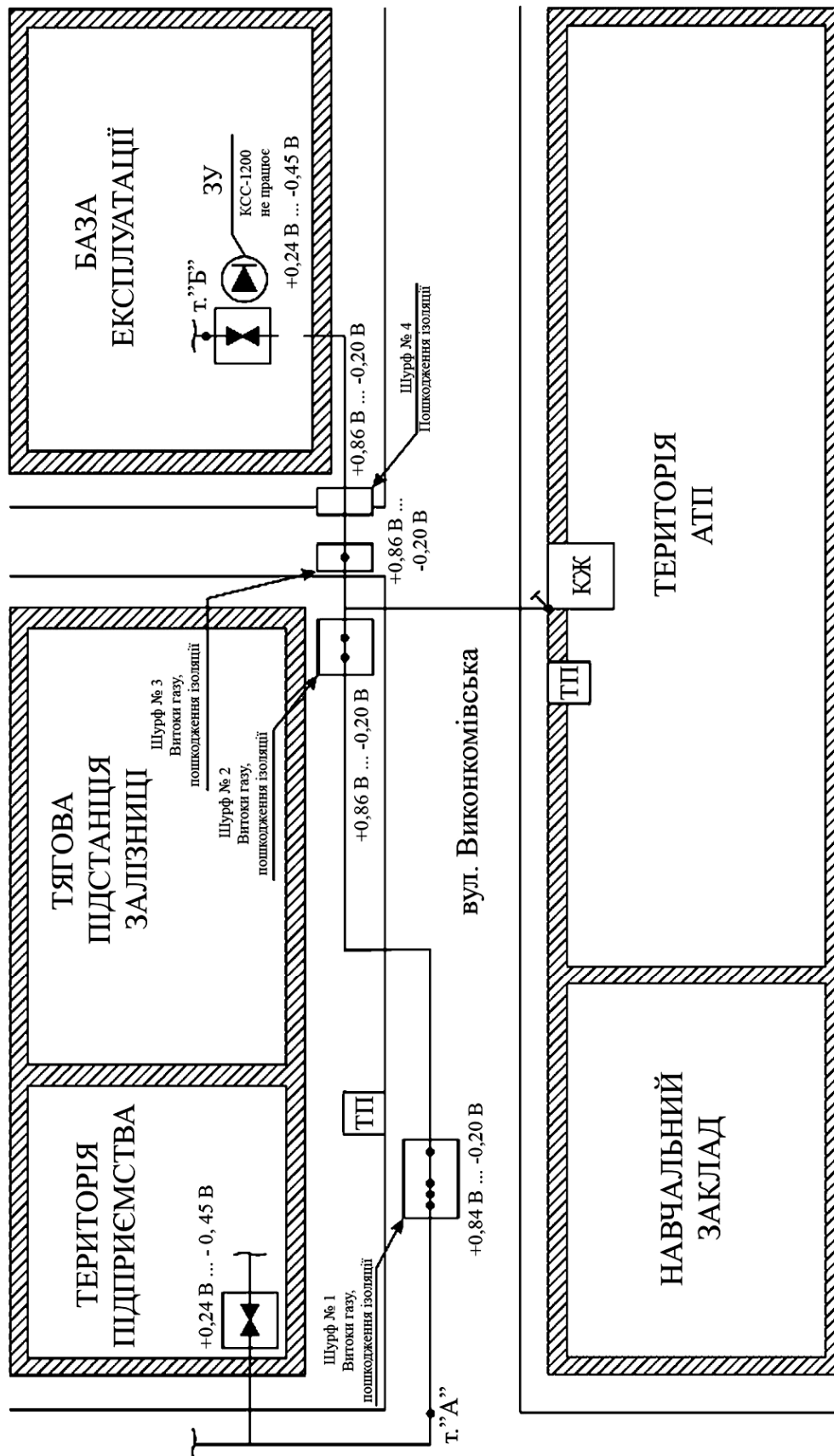
де ρ – фактична щільність поліетилену, що застосовується при виготовленні труб.

Таблиця Г6 – Розміри котушки і трубних секцій залежно від діаметрів і типів газопровідних труб

Розмір котушки			Довжина труби на котушці, м								
Діаметр фланця А, м	Зовнішня ширина В, м	Внутрішня ширина С, м	40	50	63	75	90	110	125	140	160
2,2	1,18	1,00	1200	800	400	-	-	-	-	-	-
2,4	1,18	1,00	1500	1000	600	500	-	-	-	-	-
2,6	1,18	1,00	2100	1300	700	600	-	-	-	-	-
3,1	1,21	1,00	-	-	1300	800	500	250	-	-	-
3,1	1,46	1,25	-	-	1600	1000	600	300	-	-	-
3,1	1,71	1,50	-	-	2000	1200	700	400	-	-	-
3,1	1,96	1,75	-	-	2350	1400	800	450	-	-	-
3,1	2,21	2,00	-	-	2700	1600	1000	500	-	-	-
4,1	2,20	2,10	-	-	-	-	-	-	450	350	250

Нанесення на схему виявлених недоліків

Приклад нанесення на схему виявлених недоліків



Виконавець: _____ посада _____ підпис _____ /ПІБ /

Робочий аркуш маршруту

Підприємство _____

Робочий аркуш маршруту № _____

комплексного приладового обстеження (КПО) підземних газопроводів

Бригада у складі: керівник бригади приладового контролю, майстер _____

Слюсарі _____

у присутності майстра ділянки мереж _____

виконала комплексне приладове обстеження підземних газопроводів _____

тиску, по вулицях _____

загальною довжиною _____ м.

РЕЗУЛЬТАТИ КОМПЛЕКСНОГО ПРИЛАДОВОГО ОБСТЕЖЕННЯ:

1. Перевірка суцільності ізоляційного покриття газопроводу, прилад _____

№ _____

Зауваження по трасі _____

пошкодження ізоляції _____

2. Перевірка газопроводу на щільність приладом _____

№ _____

витоку _____

Зауваження _____

Про витоки повідомлено в аварійну службу в _____ год. _____ хв черговому майстрові _____

Приладове обстеження виконали:

Майстер бригади _____

Майстер ділянки мереж _____

Бригадир слюсарів _____

Слюсарі _____

«_____» _____ 200 __ м.

Витоки газу ліквідовані «_____» _____ 200 __ м.

Начальник ділянки мереж № _____ (_____)

Акт шурфового обстеження підземних газопроводів

Штамп
організації,
яка проводить
обстеження
для паспортизації

АКТ

шурфового обстеження
підземних газопроводів

М. _____

“ ” _____ 200 р.

Зразок акта

І. АДРЕСА МІСЦЯ ШУРФУВАННЯ:

вул. Виконкомівська (приклад)

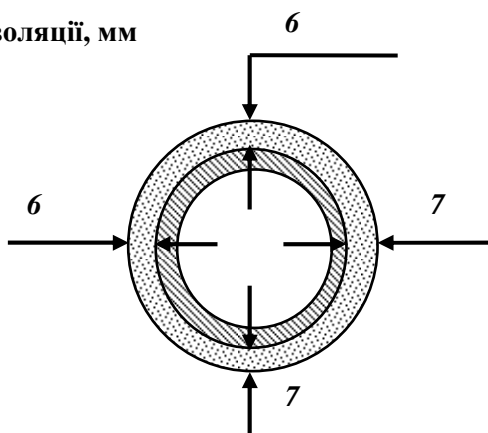
ІІ. ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОПРОВОДУ.

1. Тиск (високий, середній, низький) середнє
2. Призначення газопроводу (розподільний, введення та ін.) розподільний
3. Матеріал труби сталь
4. Діаметр труби 159 мм
5. Товщина стінки труби 5 мм
6. Глибина закладення (від верху труби до поверхні труби) 1,60 м
7. Покриття над газопроводом (грунт, асфальт, бетонні плити та ін.) грунт
8. Рік побудування 1974
9. Загальна довжина газопроводу (у метрах) 359 м
10. Причина шурфування витік

ІІІ. ТИП ІЗОЛЯЦІЙНОГО ПОКРИТТЯ.

1. Тип ізоляції дуже посилена
2. Вид захисного покриття (бітумно-гумове, липка стрічка та ін.) бризол -2 шари; бітум 3 шари;
3. Товщина ізоляції 6-7 мм

товщина ізоляції, мм



3. Стан ізоляції: гладка; зморщена; горбиста; продавлена грунтом зверху, знизу, з боків (підкреслити)

4. Наявність і характер пошкоджень:

проколи _____ є _____
порізи _____ є _____
западини _____ є _____
наскрізна продавленість ґрунтом _____ є _____
крихкість _____ є _____
розшарування _____ є _____

здуття, міхури _____ немає _____
обсипальність при ударі _____ немає _____
наявність тріщин _____ немає _____
інші мех. пошкодження _____ є _____
наявність окислу металу на ізоляц. _____ немає _____
відсутність ізоляції _____ місцями _____

5. Липкість ізоляції до труби _____ недостатня, місцями немає _____

6. Наявність вологи під ізоляцією _____ немає _____

Засипка газопроводу зроблена ґрунтом, що має велику кількість твердих включень (камені, будівельне сміття, відходи ливарного виробництва).

IV. СТАН ЗОВНІШНЬОЇ ПОВЕРХНІ ТРУБИ.

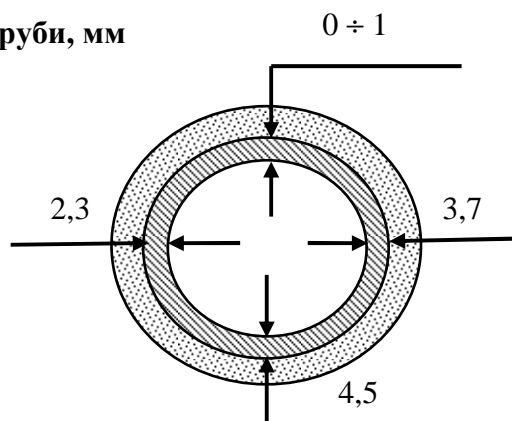
1. Наявність іржі на трубі (під ізоляцією) у місцях відсутності або пошкодження ізоляції _____ немає _____

2. Характер іржі (кольор, горбиста, щільна, легко- або важковідділювана від труби) _____

3. Наявність і щільність розташування каверн (зверху, знизу, збоку, зразкове число на 1 дм²) _____ 2 наскрізні каверни (на ділянці L=0,3 м) _____

розміри каверн (діаметр, глибина) _____ наскрізні \varnothing 2 ÷ 3 мм _____

Товщина стінки труби, мм



V. ХАРАКТЕРИСТИКА ҐРУНТУ.

1. Вид ґрунту _____ чорнозем з піском _____

2. Питомий опір ґрунту (Ом.м) _____

3. Вологість при зовнішньому огляді: сухий, напівсухий, вологий, мокрый, пливучий (підкреслити)

3. Наявність і рівень ґрунтової води _____ є _____

4. Ґрунтові забруднення _____ цегла, галька, будівельне сміття _____

5. Ступінь корозійності ґрунту (вказати метод і висновок) _____ середня _____

VI. СТОЯК ГАЗОВИЙ НА ВВОДІ. немає

1. Наявність герметизації футляра _____ - _____

2. Наявність пошкодження ізоляції труби футляром _____ - _____

3. Стан дренажної підсипки (чи забезпечує дренаж?) _____ - _____

ВІІ. ХАРАКТЕР КОРОЗІЙНОГО ПОШКОДЖЕННЯ

1. Вид корозії при зовнішньому огляді електрохімкорозія
2. Імовірні причини, що могли викликати корозію блукуючі струми, ушкодження ізоляції
3. Ступінь корозії (незначна, сильна, дуже сильна) дуже сильна

ВІІІ. СТАН ЕХЗ ГАЗОПРОВОДУ.

1. Тип і адреса найближчої установки ЕХЗ *Захисний пристрій КСС-1200 на Базі екскаваторів не працює.*

1. Дата введення в експлуатацію установки ЕХЗ _____ -
2. Сумарний час простою до виявлення пошкодження _____ -
3. Результати вимірів потенціалів.

Погода сиро
 Тип і № приладу "ІРПЦ – 100"
 Тип електрода порівняння мідно-сульфатний

а) при відключеній установці ЕХЗ

Час вимірювання: початок 12 ч 30 хв, кінець 12 ч 40 хв

Межа вимірів (ціна розподілу) _____

Дані вимірів, розподіл

	Час, с											
	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55
1 хв	+0,80				-0,20				-0,26			
2 хв	+0,76				+0,70				+0,80			
3 хв	+0,68				+0,76				+0,82			
4 хв	+0,80				+0,80				+0,78			
5 хв	-0,32				+0,86				+0,76			
6 хв	+0,74				-0,30				+0,68			
7 хв	+0,80				-0,28				-0,22			
8 хв	+0,82				+0,68				-0,58			
9 хв	+0,76				+0,64				+0,60			
10хв	-0,24				+0,76				+0,76			

Камеральна обробка вимірів

Кількість вимірів, n	Сума в розподілах (+)	Сума в розподілах (-)	Середнє значення, U порівн, В	Максимальне миттєве значення U вим. max, В	Мінімальне миттєве значення U вим. min, В	Зміщення потенціалу	
						$\Delta U_{\max}, \text{В}$	$\Delta U_{\min}, \text{В}$
	16,56	2,4	+0,47	+0,86	-0,20	+1,56	+0,5

Висновок: Глибока анодна зона

б) при включеній установці EX3

Час виміру: початок _____ ч _____ хв, кінець _____ ч _____ хв

Межа вимірів (ціна розподілу) _____

Дані вимірів, розподіл

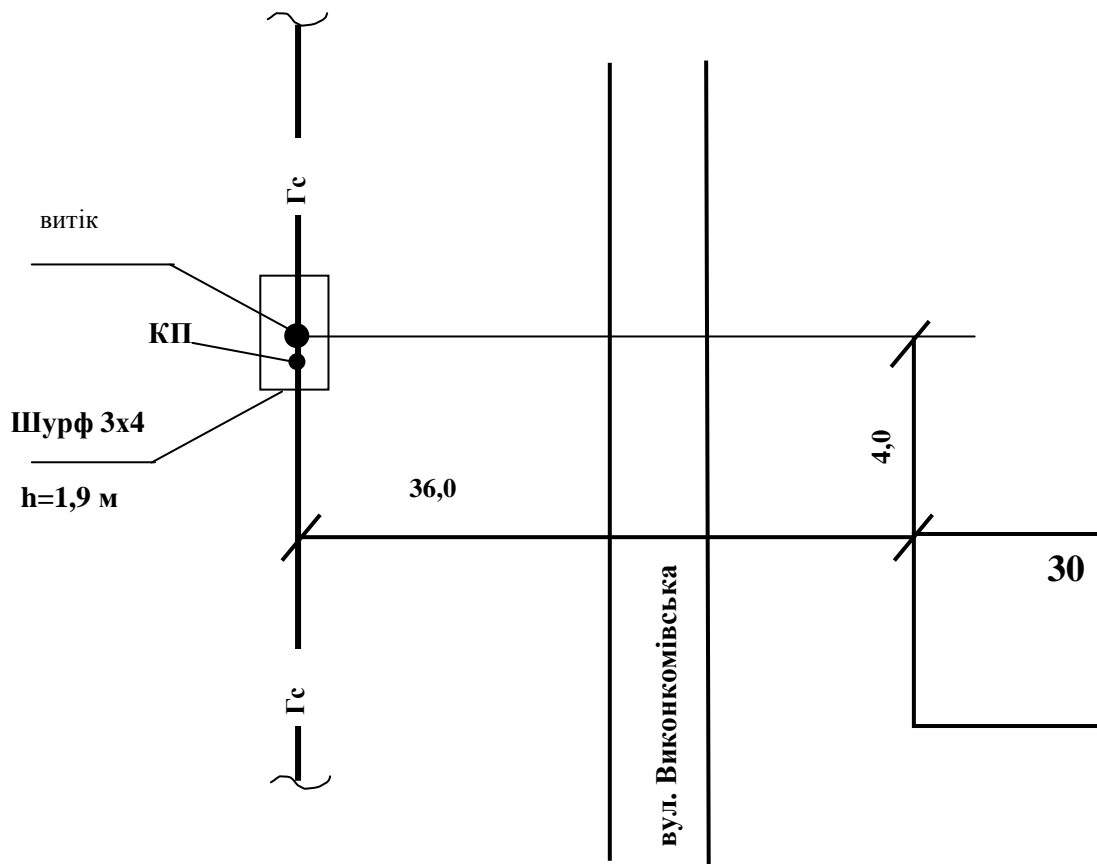
	Час, з											
	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55
1 хв												
2 хв												
3 хв												
4 хв												
5 хв												
6 хв												
7 хв												
8 хв												
9 хв												
10хв												

Камеральна обробка вимірів.

В відліків, n	Сума в розподілах (+)	Сума в розподілах (-)	Середнє значення, U порівн, В	Максимальне миттєве значення U _{вим. max} , В	Мінімальне миттєве значення U _{вим. min} , В	Зміщення потенціалу	
						ΔU_{max} , В	ΔU_{min} , В

Висновок: Захисний пристрій КСС-1200 на Базі екскавації не працює.

ІХ. СХЕМА ШУРФУ.



X. ВИСНОВОК:

При обстеженні газопроводу середнього тиску в шурфі 3х4 м виявлено, що ізоляційне покриття знаходиться у незадовільному стані. Ізоляція дуже посиленого типу, товщиною 6-7 мм (бітомно-гумова мастика – 3 шари й бризол – 2 шари), крихкість є, розшарування є, недостатня адгезія, місцями ізоляція відсутня. Ізоляційне покриття має великі корозійні пошкодження. Причина: засипка газопроводу проводилася ґрунтом, що має велику кількість будівельного сміття, відходів ливарного виробництва. Метал труби має іржавий наліт, на ділянці L=0,3м – 2 наскрізні каверни \varnothing 2÷3 мм. Накладено бандаж. Система електрохімзахисту відсутня: захисний пристрій КСС-1200 на Базі екскавації не працює. На газопроводі приварено КІП. Роботи тривають. Виміри виконали представники організації, яка провела обстеження для паспортизації.

У присутності представника організації, яка експлуатує газопровід.

Підписи:

Керівник організації, яка виконує обстеження _____/ _____/

Керівник підрозділу газового господарства, яке експлуатує газопровід _____/ _____/

ВІДОМІСТЬ

результатів 10 хв. вимірювань різниці потенціалів і щільності струму на газопроводі _____ тиску
 Адреса об'єкта обстеження: _____

№ п/п	№ точки вимірювань	Адреса найменування комунікації	Дата вимірю- вання	Різниця потенціалів “трубопровід-земля”, В		Щільність струму, мА/м ²		Наявність засобів ЕХЗ. Адреса і режими роботи ЕЗУ	Тип приладу
				max	min	max	min		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Примітка: За щільністю струму знак “+” означає натікання струму, а знак “-” - стікання (вихід струму) з труби.

Виконавці: _____ / _____ /
 _____ / _____ /

ПРОТОКОЛ
перевірки зварених стиків газопроводу
радіографічним методом
№ _____ ” _____ ” _____ 200__ р.

(вулиця, прив'язки початкового і кінцевого пікетів)

(ВИД ЗВАРЮВАННЯ)

ТОВЩИНОЮ СТІНКИ _____ ММ.

[illegible]

Дефектоскопіст _____
(підпис, ініціали, прізвище)

Таблиця К1. Визначення технічного стану підземного і надземного розподільчого газопроводу.

[illegible]

Акт перевірки технічного стану газопроводу

Зразок Акту

Инв.№ _____

Балансова вартість _____

Вартість износу _____

Залишкова вартість _____

Ступінь износу _____

“ЗАТВЕРДЖУЮ”

Керівник підприємства

“___” ___ 200__ р.

А К Т

перевірки технічного стану газопроводу

Міністерство (відомство) _____

Підприємство (організація) _____

1. Адреса газопроводу: вул.Виконкомівська і вул.Баварська до Бази екскавації
2. Характеристика газопроводу: **розподільчий**
 - 1) тиск: високий, середній, низький (підкреслити)
 - 2) довжина, діаметр, товщина стінки (цифрами) Φ159х5,0 L=868,0 п.м. ;
 - 3) стандарт (Т.У) на труби і матеріали труб ГОСТ-8732-58 сталь
 - 4) рік споруди (цифрами) 1974р.
 - 5) максимальна і мінімальна глибина закладання (від верху труби до поверхні землі) (цифрами) $h_{max}=1,0\text{ м}$ $h_{min}=0,8\text{ м}$ до 1,6 м ;
 - 6) тип ізоляційного покриття – нормальне, посилене, дуже посилене (підкреслити); армоване марлею, мішковиною, бризолом, гідроізолом, склотканиною (підкреслити) ;
 - 7) відхилення від чинних на цей час норм і правил, що виникли за період експлуатації або допущені при будівництві немає
 - 8) наявність засобів електрозахисту газопроводу (вказати тип електрозахисних установок і рік їх введення в експлуатацію, захисні потенціали – від і до) немає
 - 1) кількість виявлених витоків газу з початку експлуатації газопроводу, які пов’язані з якістю зварних з’єднань або наскрізними корозійними пошкодженнями (враховуючи дані обстеження, яке виконується), всього 3
 - 2) оцінка герметичності газопроводу в балах, здійснена відповідно до табл. 1 цих Правил 1.
4. Перевірка стану ізоляційного покриття:
 - 1) кількість місць пошкодження ізоляції, виявлених при приладовому обстеженні 3 ;
 - 2) оцінка стану ізоляційного покриття залежно від кількості пошкоджень, здійснено відповідно до табл. 2 цих Правил 3 ;
 - 3) кількість шурфів, в яких візуально перевірявся стан ізоляційного покриття 3 ;

результат перевірки ізоляційного покриття, здійсненого шурфовим оглядом:

товщина ізоляції 4-9 ммстан армованої обгортки незадовільнийповерхня ізоляції: гладка, зморщена, горбиста; продавлена з боків, знизу (підкреслити);

характер пошкодження: проколи, порізи, наскрізна продавленість ґрунтом, крихкість, розшарування, осипуваність при ударі, інші механічні пошкодження, що сталися за час експлуатації проколи, прорізи, наскрізна продавленість будівельним сміттям, розшарування, крихкість недостатня адгезія, (місцями відсутня), осипуваність при ударі- ізоляційне покриття має великі пошкодження будівельним сміттям та відходами лиття.

Остаточна оцінка стану ізоляційного покриття з урахуванням шурфових оглядів відповідно до табл.3 цих Правил значення А 1 балів.

5. Перевірка стану металу труби:

- 1) кількість шурфів, в яких проведено огляд стану металу труби, 3;
в тому числі – шурфів, в яких виявлено корозію: 3
сильну _____;
дуже сильну дуже сильна;
незначну _____.

Примітка. Стан корозії визначається відповідно до табл. 4 цих Правил.

- 2) імовірні причини, які могли викликати корозію електрохімкорозія блукаючими струмами;
3) оцінка стану металу труби, здійснено відповідно до табл. 5 цих Правил 1.
6. Перевірка якості зварних стиків:
1) виявлено витоків, які пов'язані з якістю зварних з'єднань, з початку експлуатації, всього немає;
2) кількість додатково перевірених зварних стиків (згідно з вимогами п. 6.4.2. цих Правил) немає
з них визнані дефектними немає;
4) оцінка якості зварних стиків газопроводу в балах, здійснена відповідно до табл. 6 цих Правил 3.

Примітка. Зварні стики слід перевіряти у випадку, коли в процесі експлуатації спостерігалися витoki газу через зварні стики.

7. Оцінка корозійної небезпеки:

- 1) корозійна активність ґрунту згідно з актом Служби захисту середня
2) вид ґрунту чернозем з піском, є галька, цегла;
рівень ґрунтової води немає;
ґрунтові забруднення немає;

результати вимірів блукаючих струмів, величина електропотенціалів:

- максимальна $(-0,20)B + (-0,45)B$ по м/с елек.порівн.;
мінімальна $(+0,86)B + (+0,24)B$ по м/с елек.порівн.;

- 3) довжина (м) анодних та знакоперемінних зон у відсотках до загальної довжини газопроводу 868м – 100%;

- 4) оцінка корозійної небезпеки згідно з табл. 8 цих Правил 1.

8. Загальна оцінка (в балах) технічного стану газопроводу визначена шляхом підсумування оцінок, одержаних за кожним показником: герметичності, стану ізоляційного покриття, металу труби, якості зварних швів, корозійної безпеки відповідно до таблиць 1, 3, 5, 6, 8 1+1+1+3+1-1=6.

9. Додаткові дані Ізоляційне покриття має проколи, прорізи, наскрізну продавленість буд. сміттям та відходами лиття, розширювання, крихкість, недостатню адгезію (місцями відсутня), осипуваність при ударі. Виконані роботи з ліквідації витоків газу (накладені бандажі). Виконано додаткове КПО. На ділянці L=6м вварена катушка l=0,8 м. Виконання робіт триває. Необхідно виконати дані роботи для захисту підземного газопроводу від електрохімкорозії та блукаючих струмів: а) ремонт ІФС на газопроводах вводах с/т до споживачів по вул.Виконкомівської (СМУ "Екסקавації", АТП, ВАР "Схід"); б) реконструкцію катодної станції по вул.Баварській,3; в) відновити катодну станцію на території СМУ „Екסקавації” або побудувати катодну станцію по раніше розробленому проекті ЕХЗ ВАР "Схід"; г) установити ІФС на відключаючій засувці по вул. Баварській та вводі до котельної в/ч.

10. Висновок Газопровід знаходиться в аварійному стані й підлягає заміні або реновації.

Керівник підрозділу, що виконує обстеження _____

Керівник підрозділу газового господарства, яке експлуатує газопровід _____

Керівник підрозділу із захисту _____

Паспорт технічного стану газопроводу

Зразок паспорту технічного стану газопроводуПАСПОРТ
технічного стану газопроводу

1. Дані про підприємство

Міністерство		
Назва підприємства	повністю	
	скорочено	
Поштова адреса:		
Ідентифікаційний код		
Форма власності		
Власник (керівник) підприємства		
Прізвище, ім'я, по батькові		
Телефон, факс		
Дата складання паспорта		

2. Загальні відомості про газопровід

№ об'єкта	Инв.№
Назва, адреса газопроводу: вул. Ісполкомовська та вул. Баварська к базі «Екскавації»	
Призначення	Розподільчий
Характеристика газопроводу:	
1	Тиск (високий, <u>середній</u> , низький)
2	Довжина, діаметр, товщина стінки труби
3	Стандарт або ТУ на труби і матеріал труби
4	Рік спорудження
5	Макс. і мінім. глибина (від верху труби до поверхні землі)
6	Перелік споруд на газопроводі:
7	Тип ізоляції: <u>дуже посилена, бризолом</u>
8	Відхилення від чинних норм і правил, які виникли за період експлуатації при будівництві
9	Наявність засобів електрозахисту газопроводу (вказати тип електрозахисних установок, рік їх введення до експлуатації, захисні потенціали (від і до)
10	Відомості про технічний стан газопроводу, накопичені за час його експлуатації при планових обстеженнях, аваріях, ремонтах та ін.
11	Балансова вартість, тис. грн.

3. Організація, яка провела обстеження для паспортизації

Назва	
Ідентифікаційний код	

4. Технічний стан газопроводу й висновки щодо подальшої експлуатації

4.1. Герметичність газопроводу

1. Кількість виявлених витоків газу з початку експлуатації, враховуючи дані останнього обстеження, які пов'язані з:	3
якістю зварних з'єднань;	
наскрізними корозійними пошкодженнями	10
2. Оцінка герметичності газопроводу в балах, здійснена за табл. щодо цих Правил	1

4.2. Стан ізоляційного покриття

1	Кількість місць пошкодження ізоляції, виявлених при приладовому обстеженні	3
2	Кількість шурфів, де стан ізоляційного покриття візуально перевірявся	3

3	Результати перевірки ізоляційного покриття, здійсненого шурфовим оглядом:	
	товщина ізоляції;	4-9мм
	стан армованої обгортки;	Незадовільна
	поверхня ізоляції (гладка, <u>зморщена</u> , <u>горбиста</u> , продавлена з боків, знизу)	Зморщена,горбиста
4.	Характер пошкоджень: (<u>проколи, порізи, розширення, крихкість, осипуваність при ударі, інші механічні пошкодження</u> , які сталися за час експлуатації)	Розширення, крихкість та недостатню адгезію
5.	Остаточна оцінка стану ізоляційного покриття з урахуванням шурфових оглядів відповідно до табл. 2 і 3 цих Правил	3,1

4.3. Стан металу труби

1	Кількість шурфів, в яких оглядався стан металу труби, в тому числі шурфів, в яких виявлена корозія: сильна – немає, дуже сильна – є, незначна - немає	3
2	Оцінка стану металу труби здійснена відповідно до табл. 5 цих Правил	1

Примітка. Ступінь корозії визначається згідно з табл. 4 цих Правил

4.4. Якість зварних стиків

1	Кількість витоків газу, які пов'язані з якістю зварних з'єднань, з початку експлуатації газопроводу	Немає
2	Кількість додатково перевірених стиків згідно з вимогами п. 6.4.2 цих Правил 3 них визнані дефективними	Немає Немає
3	Оцінка якості зварних стиків газопроводу в балах, здійснена відповідно до табл. 6 цих Правил	3

4.5. Корозійна небезпека газопроводу

1	Корозійна активність ґрунту (згідно з актом Служби захисту)	Середня
2	Вид ґрунту Рівень ґрунтової води Ґрунтові забруднення	Чорнозем з піском, є галька, цегла
3	Результати вимірів блукаючих струмів. Величина експотенціалів:	
	максимальна, по м/с електродів	(-0,20)В÷(-0,45)В по м/с ел.порів.
	мінімальна, по м/с електродів	(+0,86)В÷(+0,24)В по м/с ел.порів
4	Довжина (м) анодних і знакозмінних зон у відсотках до загальної довжини газопроводу	868м –100%
5	Оцінка корозійної небезпеки відповідно до табл. 8 цих Правил	1

4.6. Технічний стан газопроводу в цілому

Технічний стан газопроводу (в цілому) визначається за бальною системою шляхом підсумування оцінок за кожним показником основних критеріїв згідно з п. 6.7.1 цих Правил (проставляється цифрами та прописом)	1+1+1+3+1-1=6 шість балів
---	--------------------------------------

Додаткові дані Ізоляційне покриття має проколи,прорізи, наскрізна продавленість буд.сміттям та відходами лиття, розширення,крихкість недостатня адгезія (місцями відсутня), осипуваність при ударі.Виконані роботи з ліквідації витоків газу (накладені бандажі).Виконано додаткове КПО. На ділянці L=6м ,зварена катушка l=0,8 м, Виконання робіт триває.Необхідно виконати дані роботи для захисту підземного газопроводу від електрохімкорозії та блукаючих струмів: а) ремонт ІФС на газопроводах вводах с/т до споживачів по вул.Виконкомівській (СМУ "Екскавації", АТП, ВАТ "Схід"); б) реконструкцію катодної станції по вул.Баварській,3; в)відновити катодну станцію на території СМУ „Екскавації” або побудувати катодну станцію по раніше розробленому проєкті EX3 ВАТ “Схід”;г) установити ІФС на відключаючій засувці по вул. Баварській та вводі до котельної в/ч.

Пропозиції щодо подальшої експлуатації

Газопровід знаходиться у аварійному стані та підлягає заміні або реновації

Керівник підприємства власника газопроводу _____

Керівник підрозділу підприємства, що виконує обстеження _____

Керівник підприємства газового господарства, що експлуатує газопровід _____

Дата обстеження

«___» ___200__ р.

Таблиця визначення технічного стану газопроводу-вводу

Таблиця Н1. Визначення технічного стану газопроводу-вводу

[illegible]

Зразок бланку перевірки стану газопроводу-вводу

А К Т

перевірки технічного стану газопроводу-вводу

Міністерство (відомство)

Інв. №

Балансова вартість _____ грн

Зношення _____ грн

Залишок _____ грн

% _____

КПО № _____

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Керівник підприємства

"____" _____ 200__р.

Підприємство (організація)

„____” _____ 200__ р.

1. Адреса газопроводу _____

2. Характеристика газопроводу-вводу: _____

1) тиск: високий, середній, низький (підкреслити);

2) довжина, діаметр, товщина стінки (цифрами) *a* - _____*b* - _____*в* - _____;

3) стандарт (ТУ) на труби і матеріали труб _____;

4) рік спорудження (цифрами) _____

5) максимальна і мінімальна глибина закладання (від верху труби до поверхні землі) (цифрами) _____

6) тип ізоляційного покриття - нормальне, посилене, дуже посилене (підкреслити); армоване марлею, мішковиною, бризолом, гідроізолом, склотканиною (підкреслити) _____

7) відхилення від чинних норм і правил, що виникли за період експлуатації або допущені при будівництві _____

8) наявність засобів електрозахисту газопроводу-вводу (вказати тип електрозахисних установок і рік їх введення в експлуатацію, захисні потенціали - від і до) _____

3. Перевірка герметичності:

1) кількість виявлених витоків газу з початку експлуатації газопроводу-вводу, які пов'язані з якістю зварних з'єднань або наскрізними корозійними пошкодженнями (враховуючи дані обстеження, яке виконується), всього) *a* - _____*b* - _____*в* - _____

2) оцінка герметичності газопроводу-вводу в балах, здійснена відповідно до табл. 1 Положення)

a - _____*b* - _____*в* - _____

4. Перевірка стану ізоляційного покриття:

1) кількість місць пошкодження ізоляції, виявлених при приладовому обстеженні:

a - _____ *b* - _____2) оцінка стану ізоляційного покриття залежно від кількості пошкоджень, здійснена відповідно до табл. 2 Положення: *a*- _____*b*- _____;

3) кількість шурфів, в яких візуально перевірявся стан ізоляційного покриття (вказати кількість і адресу шурфів) _____;

4) результат перевірки ізоляційного покриття, здійсненого шурфовим оглядом:

товщина ізоляції *a*- _____ *b*- _____стан армованої обгортки *a*- _____ *b*- _____

поверхня ізоляції: гладка, зморщена, горбиста; продавлена з боків, знизу (підкреслити);

5) характер пошкодження: проколи, порізи, наскрізна продавленість ґрунтом, крихкість, розшарування, осипуваність при ударі, інші механічні пошкодження, які сталися за час експлуатації: *a*- _____

б- _____;
б) остаточна оцінка стану ізоляційного покриття з урахуванням шурфових оглядів відповідно до табл. 3 Положення а - _____ балів;
б - _____ балів.

5. Перевірка стану металу труби:

1) кількість шурфів, в яких проведено огляд стану металу труби: а- _____ б- _____;
в тому числі - шурфів, в яких виявлено корозію:
сильну _____ а- _____ б- _____;
дуже сильну _____ а - _____ б - _____;
незначну _____ а - _____ б - _____.

Примітка. Стан корозії визначається відповідно до табл. 4 Положення

2) імовірні причини, які могли викликати корозію _____
а - _____
б - _____

3) оцінка стану металу труби, здійснена відповідно до табл. 5 Положення:

а - _____
б - _____
в - _____

6. Перевірка якості зварних стиків:

1) виявлено витоків, які пов'язані з якістю зварних з'єднань, з початку експлуатації, всього _____

2) кількість додатково перевірених зварних стиків (згідно з вимогами п. 6.4.2 Правил) _____

з них визнані дефектними _____

3) оцінка якості зварних стиків газопроводу в балах, здійснена відповідно до табл. 6 Положення _____

Примітка. Зварні стики слід перевіряти у випадку, коли в процесі експлуатації спостерігалися витоки газу через зварні стики.

7. Оцінка корозійної небезпеки:

1) корозійна активність ґрунту згідно з актом служби захисту _____
вид ґрунту _____;
рівень ґрунтової води _____;
ґрунтові забруднення _____

2) результати вимірів блукаючих струмів, величина електропотенціалів газопроводу-вводу:
максимальна _____
мінімальна _____;

3) Наявність анодної, знакоперемінної або катодної зони на газопроводі-вводі: _____

4) оцінка корозійної небезпеки згідно з табл. 7 Положення:

8. Загальна оцінка (в балах) технічного стану газопроводу-вводу визначена шляхом підсумування оцінок, одержаних за кожним показником: герметичності, стану ізоляційного покриття, металу труби, якості зварних швів, корозійної безпеки відповідно до таблиць 1, 3, 5, 6, 7 Положення:

а _____
б _____
в _____

9. Додаткові дані:

а - _____
б - _____
в - _____

10. Висновок:

а - _____
б - _____
в - _____

Стан газопроводу-вводу- _____

Керівник підрозділу, що виконує обстеження _____

Керівник підрозділу газового господарства, що експлуатує газопровід _____

Керівник підрозділу із захисту _____

« ____ » _____ 200 ____ р.

Навчальне видання

СІДАК ВОЛОДИМИР СТЕПАНОВИЧ

Інноваційні технології в діагностиці та експлуатації систем газопостачання

Навчальний посібник

Редактор М.З. Аляб'єв

Коректор З.І.Зайцева

План 2005, поз. 368

Підп. до друку 11.02.2005

Формат 60x84 1/16

Папір офісний

Друк на ризографі

Умовн.-друк. арк. 8,0

Обл.-вид. арк. 8,5

Тираж 500 прим.

Зам. №

Ціна договірна

61002, Харків, ХНАМГ, вул. Революції 12

Сектор оперативної поліграфії ІОЦ ХНАМГ

61002, Харків, вул. Революції 12